Office de planification
et de développement
du Québec

Prospective socio-économique du Québec, 1ère étape

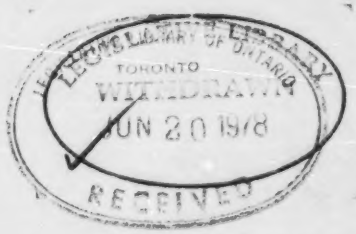
Collection: Études et recherches

Sous-système technologique (5.1)

Dossier technique (5.3)
Énergie

Groupe de prospective technologique
de l'École polytechnique
de Montréal

Rédigé par Laurent Amyot



AVERTISSEMENT

Les études de cette série "Prospective" ne sont publiées que pour l'information du public; elles ne sont pas l'expression des politiques officielles du gouvernement; elles n'engagent que la responsabilité des auteurs et non pas celle de l'OPDQ ou des comités-conseils.

Rapport rédigé en janvier
édité au cours du quatrième trimestre 1977

© Office de planification et de développement du Québec
Dépôt légal — Bibliothèque nationale du Québec,
premier trimestre 1978

L'ÉNERGIE AU QUÉBEC :

perception du présent
et
coup d'oeil sur l'avenir

(avec une annexe contribuée par
G. Bélanger et D. Piron)

AVANT-PROPOS

Le présent rapport fait partie d'une étude en neuf volumes (*tomes 5-1 à 5-9*) réalisée en 1976 par le Groupe de prospective technologique de l'Ecole Polytechnique de Montréal, pour le compte de l'Office de la planification et de développement du Québec.

Accompli en quelques mois avec des ressources financières fort modestes, ce travail n'a aucunement la prétention d'être complet. Il fournit néanmoins, croyons-nous, une image utile de la réalité technologique du Québec et une base suffisante pour l'édification de scénarios tendanciels pouvant guider les schémas de développement socio-économique du Québec.

Le secteur-témoin de l'énergie a été choisi en fonction à la fois de son intérêt stratégique pour le développement économique du Québec et de l'importance qu'il revêt du point de vue des investissements publics. Il n'est guère d'ailleurs de composants du sous-système technologique, voire du système québécois dans son ensemble, qui n'affectent le rôle et le devenir de l'énergie, ou que ne touche en retour l'évolution de ce secteur vital.

Bien que l'expérience de l'auteur se soit fortement concentrée dans le domaine particulier de l'énergie nucléaire, il s'intéresse activement depuis plusieurs années au problème général de l'énergie. Son activité professionnelle en conception et recherche s'est exercée, pendant 12 ans, aux services de C.D. Howe Consulting Engineering, Canadair, General Atomic (U.S.A.) et de l'Euratom (Communauté Economique Européenne) avant son entrée à l'Ecole Polytechnique, en 1968. Il y est professeur titulaire et directeur de l'Institut de génie nucléaire.

RÉSUMÉ

Une analyse du passé récent et de la conjoncture présente permet de dégager les éléments principaux que rassemblera tout schéma réaliste de l'avenir énergétique au Québec.

Les tendances lourdes d'abord : (a) la demande - infléchie par la stagnation de la population, la tertiarisation de l'économie, la flambée des prix et les mesures de conservation - continuera néanmoins de s'accroître notablement; (b) le marché conservera dans l'ensemble la structure bipolaire, axée sur le pétrole et l'hydroélectricité, qui le caractérise depuis déjà longtemps.

Cependant les tensions et déséquilibres qui accompagnent l'évolution de l'offre et de la demande trahissent la présence de facteurs nouveaux, porteurs de l'avenir. Signalons parmi ces tiraillements sourds ou clairement perceptibles : (a) la recherche d'un nouvel équilibre entre l'entreprise privée et le secteur public, dont le rôle s'étend à la rationalisation de la demande, l'intégration des coûts sociaux, la protection du milieu physique et humain, la résolution du dilemme posé par la gestion optimale des ressources; (b), la redistribution des pouvoirs entre les paliers provincial et fédéral, où le gouvernement central régit les échanges au delà des frontières, fixe les prix, répartit les coûts et les ressources; (c) les luttes menées, entre autres par l'industrie sidérurgique, pour augmenter la pénétration du gaz naturel au Québec; (d) la controverse qui rage autour de la fission nucléaire, appelée bientôt à prendre la relève de l'hydraulique.

Les faits porteurs d'avenir se regroupent naturellement sous deux chefs : (a) l'apparition de filières nouvelles : gaz naturel et fission nucléaire en premier lieu puis, progressivement, combustibles artificiels, énergie solaire et éolienne, pile à combustible, et enfin, peut-être (au delà de l'an 2000), fusion nucléaire et énergie marémotrice; (b) l'accent nouveau placé sur la technologie de la conservation, dans tous les secteurs de la

production et de la consommation.

En postulant que le système des valeurs demeurera relativement stable, l'étude se termine par l'ébauche de deux scénarios : (a) un scénario de moindre coût, qui privilégie le court terme, (b) un scénario de québécisation maximale, tendu vers un avenir plus lointain.

TABLE DES MATIERES

	page
Avant-propos	i
Résumé	ii
Table des matières	iv
Liste des tableaux	vi
Liste des figures	vii
1. INTRODUCTION	1
2. L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE GENERALE : PERCEPTION DU PRESENT	2
2.1 Le marché québécois de l'énergie	2
2.2 L'industrie québécoise de l'énergie	9
3. UN APERCU PROSPECTIF DU MARCHE ENERGETIQUE : LES TENDANCES LOURDES	12
3.1 Les projections de la demande	12
3.2 Les problèmes de l'offre	14
3.2.1 Le pétrole	15
3.2.2 L'hydroélectricité	20
4. LES FILIERES DE SUBSTITUTION	26
4.1 Les filières en existence	28
4.1.1 Le gaz naturel	28
4.1.2 Le charbon	32
4.1.3 La fission nucléaire	35
4.1.4 L'électricité : transport et stockage	38

101-03446/

4.2 Les filières nouvelles 44

4.2.1 La fusion thermonucléaire 45
4.2.2 L'énergie marémotrice 48
4.2.3 L'énergie solaire 49
4.2.4 L'énergie éolienne 51
4.2.5 Les piles à combustible 53
4.2.6 Les combustibles artificiels 56

5. LA TECHNOLOGIE DE LA CONSERVATION 57

5.1 Le secteur résidentiel 59
5.2 Le secteur commercial 61
5.3 Le secteur des transports 62
5.4 Le secteur industriel 65

6. DEUX ÉBAUCHES DE SCÉNARIOS 69

6.1 Les éléments communs 69
6.2 Le scénario du moindre coût 73
6.3 Le scénario de québécisation maximale 78

7. RÉFÉRENCES 82

ANNEXE : Perspectives d'une économie de l'hydrogène pour le Québec d'ici 1995, par G. Bélanger et D. L. Piron 93

LISTE DES TABLEAUX

page

1. La consommation québécoise d'énergie : répartition entre les usagers (1974) 3

2. La consommation québécoise d'énergie : répartition entre les sources (1974) 4

3. La consommation québécoise d'énergie : répartition des sources entre les usagers (1974) 7

4. Valeur estimée de la consommation énergétique du Québec . . . 12

5. Le potentiel pétrolier du Québec 18

6. Les options énergétiques des prochaines décennies 27

7. Le potentiel gazier du Québec 30

8. Le rythme projeté d'implantation nucléaire au Québec 37

9. Avantages relatifs des systèmes de stockage 43

10. Budgets fédéraux de recherche sur l'énergie aux Etats-Unis (ERDA) 47

11. Consommation totale d'énergie pour divers modes de transfert urbain 64

12. Le recyclage des métaux et les épargnes potentielles d'énergie 68

LISTE DES FIGURES

page

1. Répartition entre les secteurs de l'énergie totale consommée 5

2. Répartition entre les sources de l'énergie totale consommée 6

3. Les flux des différentes formes d'énergie au Québec . . . 8

4. Projection de l'offre et la demande pétrolière au Canada 16

5. Domaine minier de SOQUIP 19

6. Projection de l'offre et de la demande d'électricité au Canada 21

7. Projection des investissements dans le secteur de l'énergie au Canada 22

8. Potentiel hydroélectrique du Québec 23

9. Evolution de la demande de l'Hydro-Québec 25

10. Projections de l'offre et la demande gazières au Canada 29

11. Le gazoduc de l'Arctique : les tracés envisagés 31

12. Facteur de charge annuel de l'Hydro-Québec 42

13. Carte éolienne du Québec 52

14. Conservation de l'énergie primaire en électricité 54

1. INTRODUCTION

Au coeur des débats qui animent la société contemporaine, omniprésente à travers la structure du sous-système technologique, il était normal que dans une étude prospective sur le Québec l'énergie soit singularisée comme secteur-témoin. Conformément à l'esprit du mandat défini par l'OPDQ, on a d'abord voulu s'adresser à l'analyse du présent. On la considère sous ses aspects dynamiques : il s'agit, en effet, d'identifier dans ces entités mouvantes que constituent le marché et l'industrie de l'énergie les éléments de l'avenir.

Parce que tout découpage dans le temps est forcément arbitraire et qu'une période de référence reste un intervalle de transition vers un futur plus éloigné, on ne s'interdira pas de franchir au besoin l'horizon temporel de 1995 pour envisager les possibilités lointaines qu'offre la technologie connue ou prévisible. L'attention se concentrera néanmoins sur les deux décennies qui viennent.

Les interactions avec les autres composants du sous-système technologique et avec les autres sous-systèmes en lesquels se répartit le Québec déterminent trop essentiellement le rôle et le devenir de l'énergie qu'on en fasse jamais abstraction. Leur mesure restera en grande partie intuitive, car le temps dévolu à l'étude permettra tout au plus une itération partielle des intrants qu'apportent les travaux exécutés simultanément par d'autres auteurs. La consultation d'une littérature abondante et de nombreuses discussions avec des spécialistes du Ministère des Richesses Naturelles, de l'Hydro-Québec, de l'IREQ et d'autres organismes laissent cependant espérer que les résultats ne seront pas dépourvus de valeur opérationnelle.

Mais une analyse de cette nature ne saurait déboucher que sur des ébauches de scénarios. Il appartiendra aux phases subséquentes de l'étude OPDQ d'étoffer ces premiers schémas.

2. L'ÉNERGIE DANS L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE : PERCEPTION DU PRÉSENT

Principe constitutif du système technologique, l'énergie se reconnaît d'abord la vocation économique d'une denrée. Confort personnel, activités productrices de biens ou de services, locomotion : voilà les fins auxquelles en dernière analyse l'homme voue l'énergie. Dans la plupart des sociétés contemporaines, il revient en pratique à un oligopole, souvent différencié selon les formes d'énergie mais où la présence de l'Etat s'affirme et se répand, de répartir les ressources entre les besoins. Voyons brièvement comment se présente l'adéquation de l'offre à la demande dans le Québec d'aujourd'hui.

2.1 LE MARCHÉ QUÉBÉCOIS DE L'ÉNERGIE

Plutôt qu'à des groupes logiques d'usages, il s'avère utile dans les comptes nationaux de distinguer divers types de clientèles, souvent assujettis à des tarifs différents. Les bilans officiels du Québec décomposent la consommation en quatre secteurs. Le secteur résidentiel englobe les fermes aussi bien que les logements. Le secteur commercial incorpore dans un assemblage hétéroclite les écoles, les églises, les administrations côte à côte avec les boutiques et les établissements de négoce. Le secteur industriel ne retient guère que les niveaux primaire et secondaire d'activité et exclut spécifiquement l'autoconsommation au sein de l'industrie énergétique elle-même. Enfin, le secteur des transports comprend tous les modes de circulation, affectés ou non à des fins lucratives, de marchandises ou de personnes. Le Tableau 1 donne la répartition de l'énergie totale consommée en fonction de ces destinataires.(1)

Les combustibles fossiles et la houille blanche ont, en 1974, satisfait à la totalité de la demande exprimée d'énergie (la centrale

TABLEAU 1. La consommation québécoise d'énergie : répartition entre les usagers (1974)

Secteur	Consommation d'énergie	
	10^{12} Btu	%
Résidentiel	266	20.6
Commercial	193	14.0
Industriel	459	35.5
Transports	373	28.9
Total	1 297	100.0

nucléaire de Gentilly était alors à l'arrêt et elle n'aurait su de toute façon contribuer que 2% environ de l'électricité injectée dans le réseau). Le Tableau 2 résume l'apport de ces sources au niveau de l'utilisation finale.(1) Puisqu'en 1974 l'électricité québécoise était à 99.8% d'origine hydraulique, on ne commet pas d'erreur perceptible en identifiant ici l'électricité avec l'hydroélectricité.

La structure bipolaire(2), où dominent le pétrole et la houille blanche, apparaît nettement et contraste avec la diversité des formes énergétiques entre lesquelles se distribue la panoplie canadienne. Si l'on considère que le charbon, en déclin persistant, ne s'adresse plus guère qu'à quelques utilisateurs industriels (cokeries, usines métallurgiques, papeteries, cimenteries) et que seules les régions de Montréal, Hull et Rouyn-Noranda ont accès à des débits importants de gaz naturel, la concentration se fait encore plus évidente. De fait, on constate que le Québec, avec 28% de la population canadienne, consomme environ le tiers

TABLEAU 2. La consommation québécoise d'énergie : répartition entre les sources (1974)

Source	Consommation d'énergie	
	10^{12} Btu	%
Charbon	24	1.9
Pétrole	910	70.1
Gaz naturel	79	6.1
Hydroélectricité	284	21.9
Total	1 297	100.0

de la demande canadienne en pétrole et en électricité, mais seulement 9% du charbon et 5% du gaz naturel utilisés par l'ensemble du pays.

Le Tableau 3, qui répartit les sources d'énergie selon leur part dans la consommation de chacun des quatre grands secteurs, met en relief la domination absolue du pétrole sur les transports. Il montre également que dans l'économie québécoise seul le secteur industriel manifeste aujourd'hui, voire exige, une diversification marquée de l'approvisionnement énergétique.

La grande stabilité, en fonction du temps de la matrice secteur-source, dont le Tableau 3 apporte un exemple, ressort à l'inspection des Figures 1 et 2. Mis à part le phénomène global de tertiarisation et l'effacement du charbon, observés dans presque tous les pays occidentaux, exception faite aussi de l'insertion qu'on a vue toute partielle du gaz naturel, aucune tendance majeure n'affecte

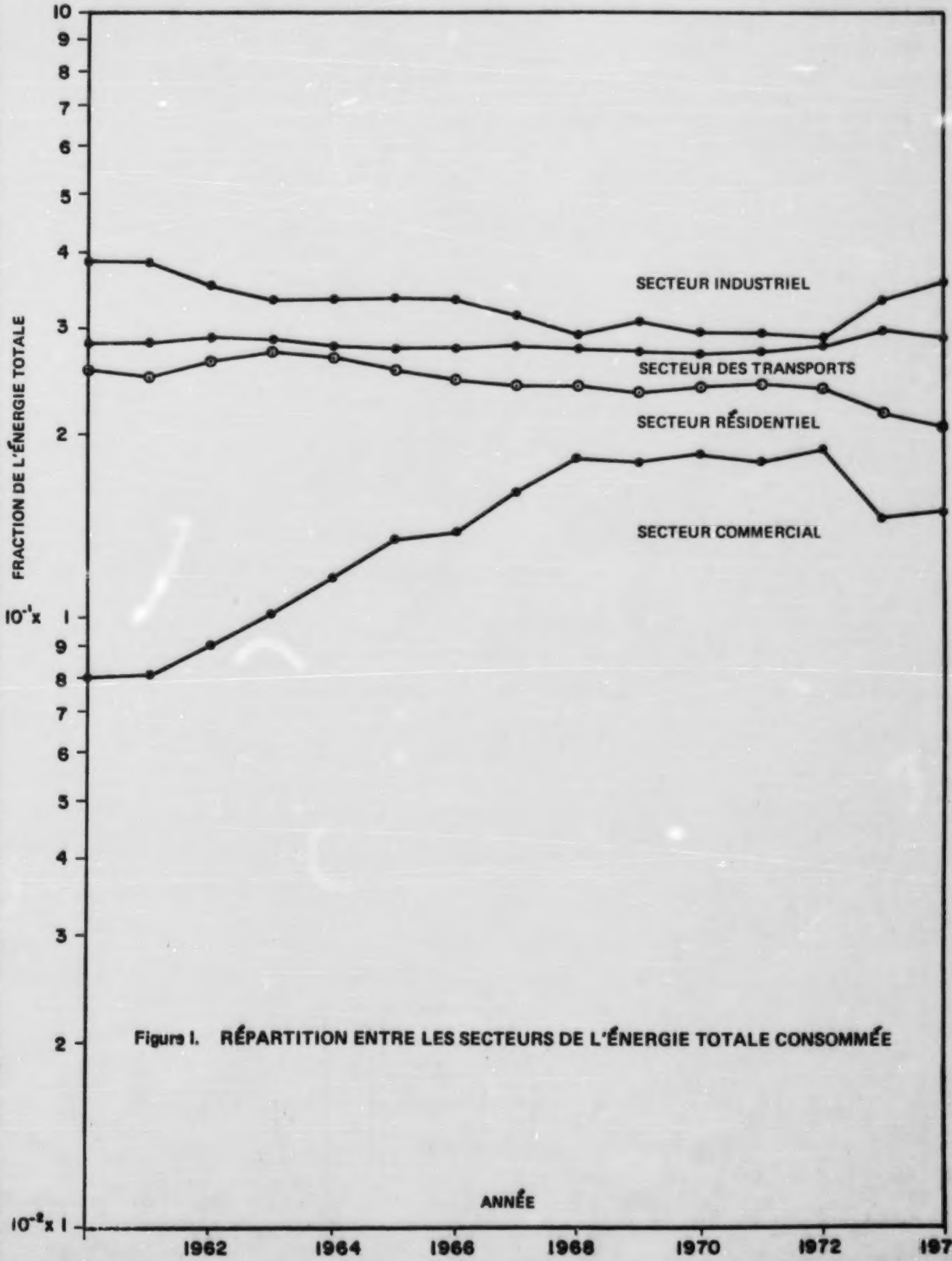


Figure I. RÉPARTITION ENTRE LES SECTEURS DE L'ÉNERGIE TOTALE CONSOMMÉE

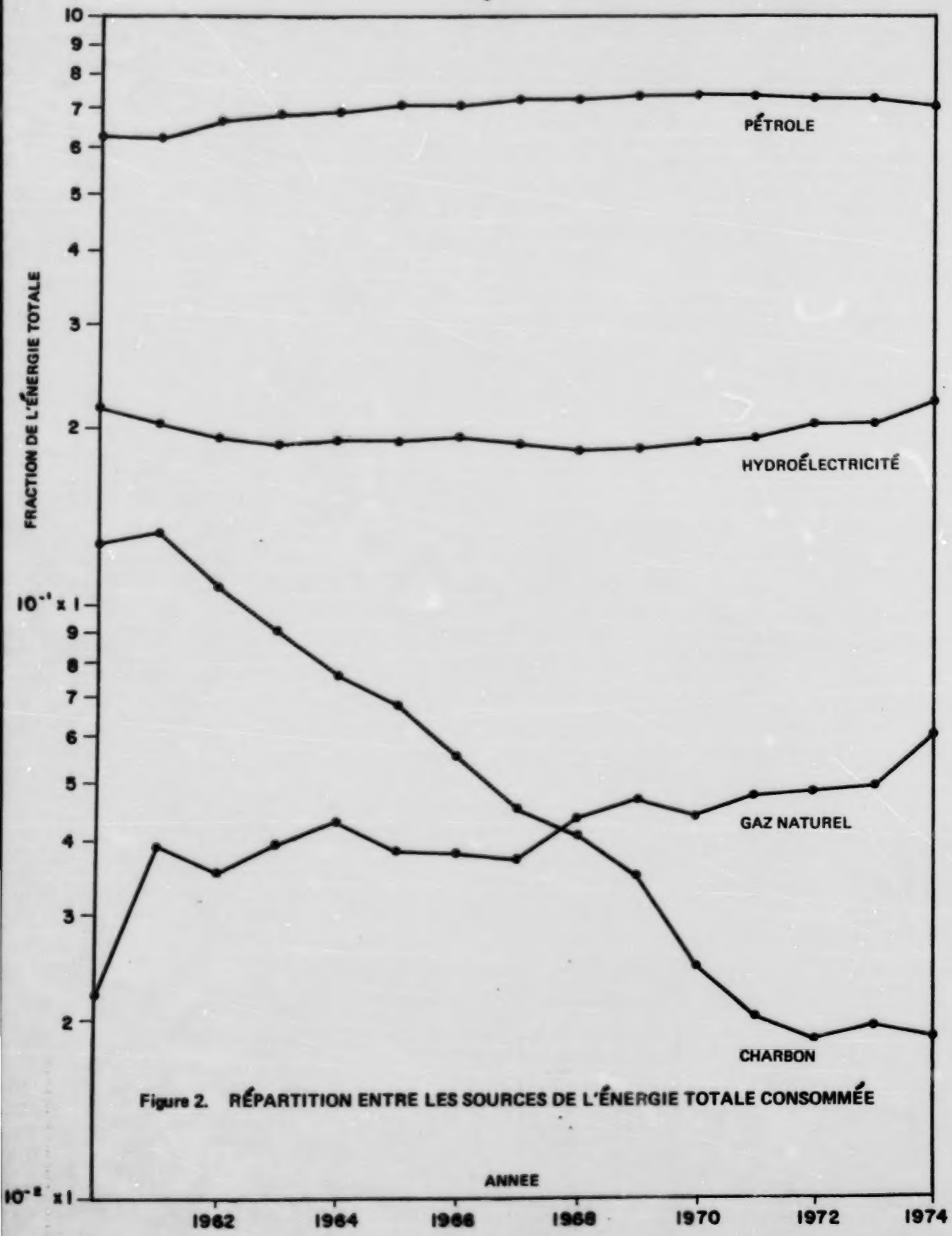


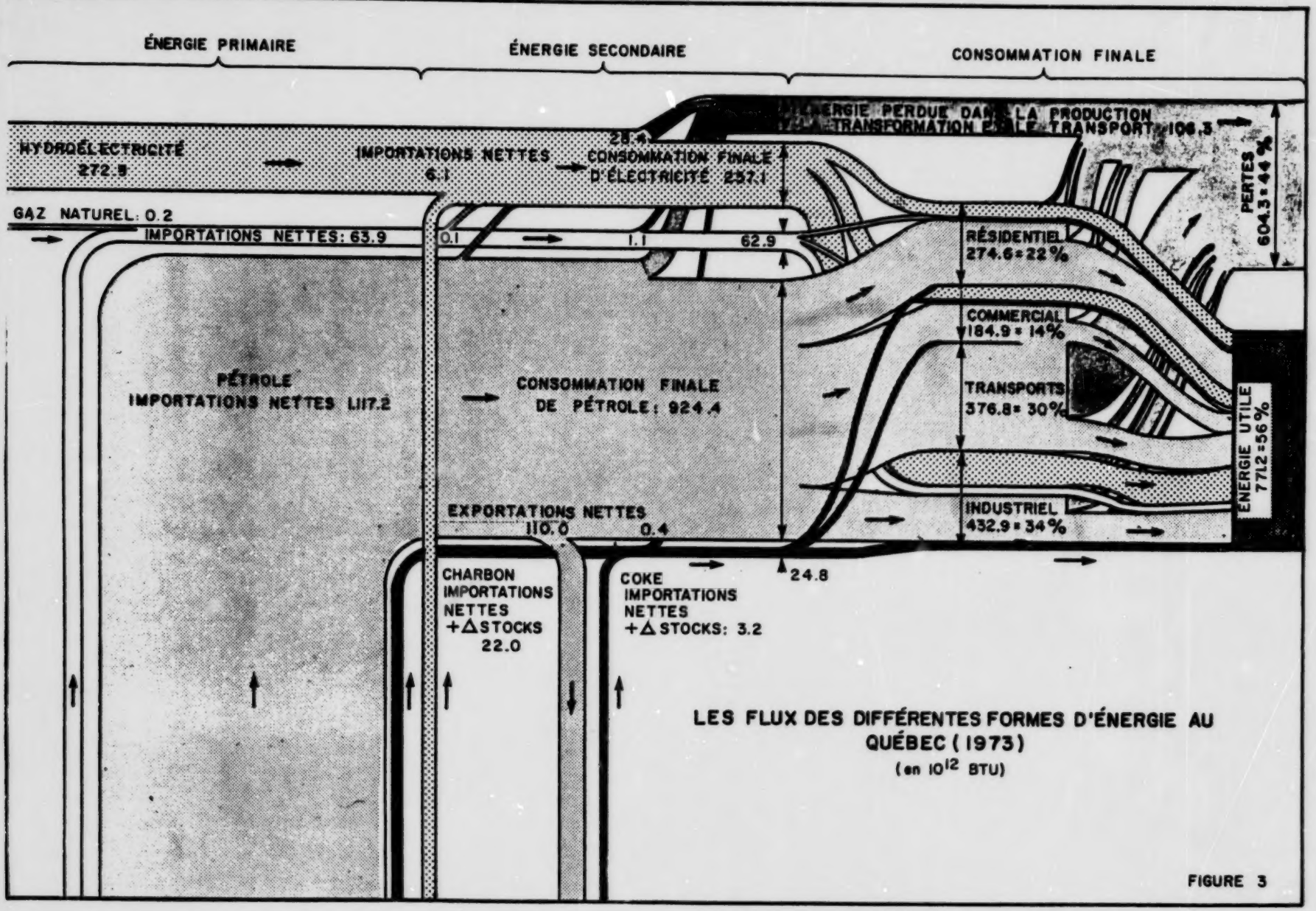
Figure 2. RÉPARTITION ENTRE LES SOURCES DE L'ÉNERGIE TOTALE CONSOMMÉE

l'allure des répartitions durant les quinze dernières années.

TABLEAU 3. La consommation québécoise d'énergie : répartition des sources entre les usagers (1974) (10^{12} Btu)

Source / Secteur	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Hydroélectricité
Résidentiel	.07	189	17	59
Commercial	.06	109	10	73
Industriel	19	235	52	152
Transports	.01	373	-	-

L'offre d'énergie est dans une très large mesure de provenance extérieure. Personne n'ignore en effet que l'hydroélectricité reste encore l'unique forme importante d'énergie produite en territoire québécois. A l'encontre du Canada, dont la production énergétique équivaut presque à sa consommation domestique, le Québec doit importer pratiquement tous les combustibles fossiles qu'il utilise. Ses raffineries lui permettent néanmoins d'alimenter un commerce extérieur d'une certaine ampleur au niveau des produits pétroliers et ses exportations d'électricité, vers l'Ontario et les Etats-Unis, compensent en tout ou en partie les arrivages du Labrador. La Figure 3[1] traduit, pour l'année 1973, le flux des différentes formes d'énergie de leur point d'origine aux utilisations finales : elle permet une évaluation visuelle et quantitative de la dépendance



LES FLUX DES DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE AU QUÉBEC (1973)

(en 10^{12} BTU)

FIGURE 3

énergétique à laquelle est soumis le Québec.

Si le gaz naturel est issu des gisements de l'Ouest canadien et que les Maritimes fournissent au Québec une fraction notable - mais décroissante - de son charbon, c'est de l'étranger qu'en prédominance sont acheminés les envois de pétrole. Le Vénézuéla qui, traditionnellement, contribuait les deux tiers du pétrole brut destiné au Québec, a vu sa part réduite à un peu moins de la moitié en 1974. A l'inverse, le Moyen-Orient a augmenté ses ventes au Québec d'environ 20% au début de la décennie à près de 40% en 1974. La crise pétrolière des années 1973 et 1974 a cependant induit un accroissement subit des apports albertains, qui atteignaient, en 1974, 12% des entrées de brut au Québec. Il reste que le Québec est tributaire de sources non canadiennes pour plus de 60% de son approvisionnement énergétique.

2.2 L'INDUSTRIE QUÉBÉCOISE DE L'ÉNERGIE

L'emprise des sociétés multinationales sur l'industrie québécoise de l'énergie est, en vérité, plus impressionnante que ne laissent croire les statistiques sur les entrées de ressources. L'électricité représente, à ce chapitre aussi, l'exception qui confirme la règle.

Deux groupes de producteurs se partagent le marché de l'électricité, mais le domaine de l'Hydro-Québec ne cesse de s'agrandir en valeur relative aussi bien qu'absolue. C'est ainsi qu'en 1974, cet organisme para-gouvernemental a contribué 76.5% de la production québécoise; quelque vingt grandes firmes industrielles - concentrées dans les secteurs de l'alumine-rie et des pâtes et papiers - exploitent à leurs propres fins des usines hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à quelque 3 400 mégawatts. En outre, une vingtaine de municipalités - Sherbrooke au premier rang - contrôlent, comme c'est la norme en Ontario, leur propre réseau de distribution. Dans l'ensemble, cependant, il incombe depuis 1964 à l'Hydro-Québec de desservir, au niveau de la production, du transport et de la

distribution une clientèle répartie sur tout le territoire de la province.(80)

En 1974, l'équipement de l'Hydro-Québec comprenait 50 centrales hydrauliques, dont 23 de 100 mégawatts et plus, correspondant à une puissance installée de 10 475 mégawatts. Ses usines thermiques se répartissaient en deux classes : 14 petites centrales à combustion interne, avec une puissance combinée de 48 mégawatts, alimentaient des postes isolés de la Côte Nord et du Nouveau-Québec, mais il n'existait toujours qu'une seule centrale à vapeur, celle de Tracy, capable de débiter 600 mégawatts. Enfin, la Commission exploitait pour le compte de l'Energie Atomique du Canada l'unique réacteur nucléaire du Québec, Gentilly I, dont la puissance peut atteindre 266 mégawatts. Au total, c'est donc à 11 400 mégawatts que s'élevait la puissance maximale accessible au réseau de l'Hydro-Québec.(3)

Tout autre est la situation du pétrole qui, sous le contrôle entier des compagnies multinationales, transite généralement vers le Québec par le port américain de Portland (Maine). L'oléoduc Portland-Montréal véhicule les trois quarts ou davantage du brut destiné au Québec. Des six raffineries montréalaises qui reçoivent cet apport, cinq relèvent de Majeures (BP, Esso, Shell, Texaco, Gulf), l'autre d'une société belge à capitaux privés, Pétrofina. L'unique raffinerie de la ville de Québec appartient à un indépendant américain, Golden Eagle, et est approvisionnée par des pétroliers qui remontent le Saint-Laurent jusqu'à la capitale. La capacité de raffinage du Québec atteignait en 1974, 634 000 barils par jour, soit 32% du total canadien. La répartition entre les coupes de produits pétroliers n'a varié que très peu au cours des 15 dernières années, l'essence s'attribuant environ 30%, les distillats moyens (diesels et huiles légères) à peu près 40%, les distillats lourds (mazouts) de 25 à 30%.

Cependant, une loi remontant au 28 novembre 1969 a doté le secteur public d'un instrument qui lui permet dorénavant d'assurer une certaine présence au sein de l'industrie pétrolière. Bien que la Société québécoise d'initiatives pétrolière (SOQUIP) se soit limitée jusqu'à présent à des travaux d'exploration sur le territoire de la province, sa charte l'autorise

à s'insérer dans toutes les phases de l'exploitation, y compris la distribution aux consommateurs, aussi bien d'ailleurs pour les hydrocarbures gazeux que liquides.

Les sociétés qui exploitent les gisements canadiens de gaz naturel sont en forte proportion des filiales de firmes étrangères, mais le transport et la distribution de ce combustible sont assurés par des compagnies de propriété canadienne. Tout le gaz naturel qui pénètre au Québec arrive par le gazoduc de la Trans Canada Pipelines Limited. Trois filiales de sociétés ontariennes desservent les consommateurs québécois. Le Gaz Métropolitain, à Montréal, et le Gaz Provincial du Nord, à Rouyn-Noranda, appartiennent à la Northern and Central Gas (Ontario); la Société gazifère de Hull relève de la Consumer's Gas (Ontario). Puisque les maisons-mères recrutent le gros de leur clientèle dans la province voisine, cette structure de l'entreprise gazière n'est pas de nature, en cas de pénurie, à favoriser un approvisionnement généreux du Québec, à la toute extrémité du pipeline. Toutefois, par des négociations directes avec les fournisseurs albertains, la Société Gaz Métropolitain (qui s'accapare 92% du marché québécois d'aujourd'hui) a pu, en 1974, ajouter quelque 16% de la demande contractuelle fournie par la Trans Canada Pipeline.(4)

Le Tableau 4 permet une évaluation comparative des diverses filières énergétiques et de l'enjeu qu'elles se disputent annuellement. Pour mettre ces chiffres en perspective, rappelons que le produit provincial brut du Québec s'établissait, en 1975, à $37.4 milliards. Par rapport à la valeur totale des biens et services produits dans la province, la part de l'énergie s'élève à 5-6%.

On se fera une idée plus juste de l'importance qu'il convient d'attacher au secteur de l'énergie en notant qu'en Ontario, en 1972, pour un accroissement moyen de 1 dollar dans la demande finale des secteurs énergétique, chimique et pétrochimique, la production totale - directe, indirecte et induite - atteignait 2.5 dollars dans l'ensemble de l'économie.(2)

TABLEAU 4. Valeur estimée de la consommation énergétique du Québec

Forme d'énergie	Valeur hors taxes (10^6)			Part en valeur (%)		
	1970	1972	1974	1970	1972	1974
Pétrole	$1 010	$1 087		61.6	60.4	
Electricité	$565	$641		34.5	35.6	
Gaz naturel	$50	$57	$87	3.0	3.2	
Charbon	$15	$15		0.9	0.8	
Total	$1 640	$1 800		100.0	100.0	

C'est néanmoins par les dépenses qu'elles consacrent à l'addition d'installations et de matériel que les industries de l'énergie influent de la façon la plus marquée sur l'économie. A titre d'exemple, les seuls investissements de l'Hydro-Québec se sont élevés à $615 millions alors que les immobilisations totales, privées et publiques, se chiffraient, durant la même année 1974, à $9.2 milliards pour l'ensemble de l'économie.(7)

3. UN APERCU PROSPECTIF DU MARCHÉ ÉNERGETIQUE : les tendances lourdes

3.1 LES PROJECTIONS DE LA DEMANDE

Dans l'élaboration d'un bilan énergétique provisionnel, l'extrapolation tendancielle de la consommation passée constitue une première étape logique. Si son utilité est limitée du fait qu'elle ne considère pas explicitement l'effet des facteurs exogènes, la méthode a du moins

le mérite d'intégrer le jeu de toutes les variables qui ont affecté le comportement historique. Elle apporte une référence à laquelle il conviendra ensuite de comparer les résultats de projections plus raffinées qui font intervenir d'autres paramètres explicatifs que le temps.

Appliquée à la situation québécoise sur la base des données correspondant à la période 1958-1972, l'extrapolation tendancielle prédisait déjà un fléchissement de la croissance pour l'ensemble du secteur.(5) Alors que, pour les 15 années de référence, le rythme d'accroissement s'élevait à 5.4 pour cent (et que la valeur canadienne s'établissait à 5.3% entre 1960 et 1973(6)), l'augmentation ne serait plus en moyenne que de 4.7% par année entre 1975 et 1990, ce qui correspondrait à un temps de doublement d'à peu près 15 ans. Bien que ces projections - désormais périmées - reflètent la stagnation de la population québécoise et la tertiarisation croissante de l'économie, elles n'incorporent pas l'effet du renchérissement pétrolier consécutif à la guerre du Yom Kippour. De fait, les prévisions les plus récentes du gouvernement fédéral veulent que le taux moyen d'augmentation de la demande énergétique s'abaisse jusqu'à 3.5% par an pour l'ensemble du Canada, entre 1975 et 1990.(8) Ces derniers résultats, notons-le, supposent que le coût réel de l'énergie continuera de croître, mais ils ne postulent pas l'application d'une politique rigoureuse de conservation. Ils indiquent un allongement appréciable du temps de doublement, qui atteindrait une vingtaine d'années.

En affectant le moins possible le mode de vie des populations, l'amélioration du rendement aux stades de la production et de l'utilisation permettrait de réaliser dès 1985 une économie de 10 à 20% sur la consommation d'énergie alors qu'en l'an 2000 le fourchette des prévisions s'étend de 15 à 30%.(9)

Quelle que soit l'issue finale des débats qui s'amorcent sur l'établissement d'une société de conservation, il n'apparaîtra pas déraisonnable d'admettre, à titre indicatif, que la consommation québécoise

d'énergie augmentera d'au moins 75% durant la période 1975-1995. La tendance historique 1958-1973 conduirait, pour le même intervalle de temps, à un accroissement - qu'on peut selon toute vraisemblance considérer comme une limite supérieure - d'environ 200%.

Les études de Knelman[10] et de l'OCDE[11], appliquées à l'économie canadienne, n'indiquent pas que des mesures de conservation provoqueraient à court ou moyen terme de profonds bouleversements dans la répartition énergétique entre les diverses catégories d'usagers. On peut imaginer a priori que les pressions seront les plus efficaces sur les affectations caractérisées par une forte élasticité de la demande. Le secteur industriel et, à l'intérieur de celui-ci, les catégories manufacturières qui absorbent des flux intenses d'énergie seront alors les plus touchés. Tant les travaux cités ci-haut que des analyses récentes effectuées aux Pays-Bas pour la fondation néerlandaise de prospective technologique[12] confirment ce pronostic, bien que les rajustements demeurent relativement minimes.

3.2 LES PROBLÈMES DE L'OFFRE

Il y a presque 20 ans que le pétrole et l'hydroélectricité comblent à eux seuls 80% et plus de la demande québécoise d'énergie et il ne fait aucun doute que l'une et l'autre source continueront d'exercer un rôle extrêmement important, voire toujours prépondérant, durant les 20 années qui viennent. On sait assez cependant que les deux formes d'énergie seront soumises, durant les décennies prochaines, à des contraintes qui en menacent sérieusement l'avenir. Avant d'examiner, dans le corps principal du texte, les solutions de rechange qui permettront d'alléger la demande pétrolière et de remédier à la raréfaction des sites hydrauliques encore inexploités, il convient de balayer du regard les perspectives offertes par ces filières dominantes.

3.2.1 Le pétrole

Le président de la SOQUIP l'écrivait[13] à la suite des événements de 1973-1974, où se dressèrent les trois camps retranchés des pays industrialisés importateurs de pétrole, des compagnies pétrolières multinationales et de l'OPEP : "Quoique l'ampleur, la complexité et l'élément risque des opérations pétrolières limitent le rôle des Etats dans ce secteur, il paraît évident que le rôle décisionnel de l'industrie privée dans ce secteur sera réduit au profit de l'Etat dans les pays consommateurs comme il l'a été dans les pays producteurs." C'était circonscrire à la fois les responsabilités et les possibilités dévolues aux instances gouvernementales et paragouvernementales du Québec au cours des prochaines années.

Les projections les plus récentes laissent au Québec bien peu d'espoir qu'il puisse s'approvisionner très amplement en pétrole albertain dans le proche avenir. La Figure 4[8], applicable à l'ensemble du Canada, montre en effet que l'offre domestique ne saurait, pour 15 ans ou davantage, suffire à la demande même si le taux d'accroissement de la consommation se voyait réduit à 2%. Certes, le nouvel oléoduc Sarnia-Montréal, dont la capacité de 250 000 barils par jour équivaut aujourd'hui à près de 40% de la demande québécoise, offre un moyen de parer aux crises les plus aiguës. Mais, à moins que le Golfe Saint-Laurent ou le plateau continental au large du Labrador ne produisent plus tôt que prévu, force sera au Québec de s'alimenter à l'étranger durant la majeure partie de la période 1975-1995.

Tout dépendant qu'il soit des producteurs étrangers, le Québec possède des avantages géographiques susceptibles de le doter d'une structure d'approvisionnement autonome.[14] Si la profondeur du port américain de Portland, en tête du pipeline qui porte le pétrole à Montréal, ne lui permet pas d'accueillir des navires de plus de 110 000 tonnes, les rives du Saint-Laurent présentent en aval de Québec plusieurs emplacements qui se prêtent à l'aménagement d'un port en eau profonde. Grâce aux

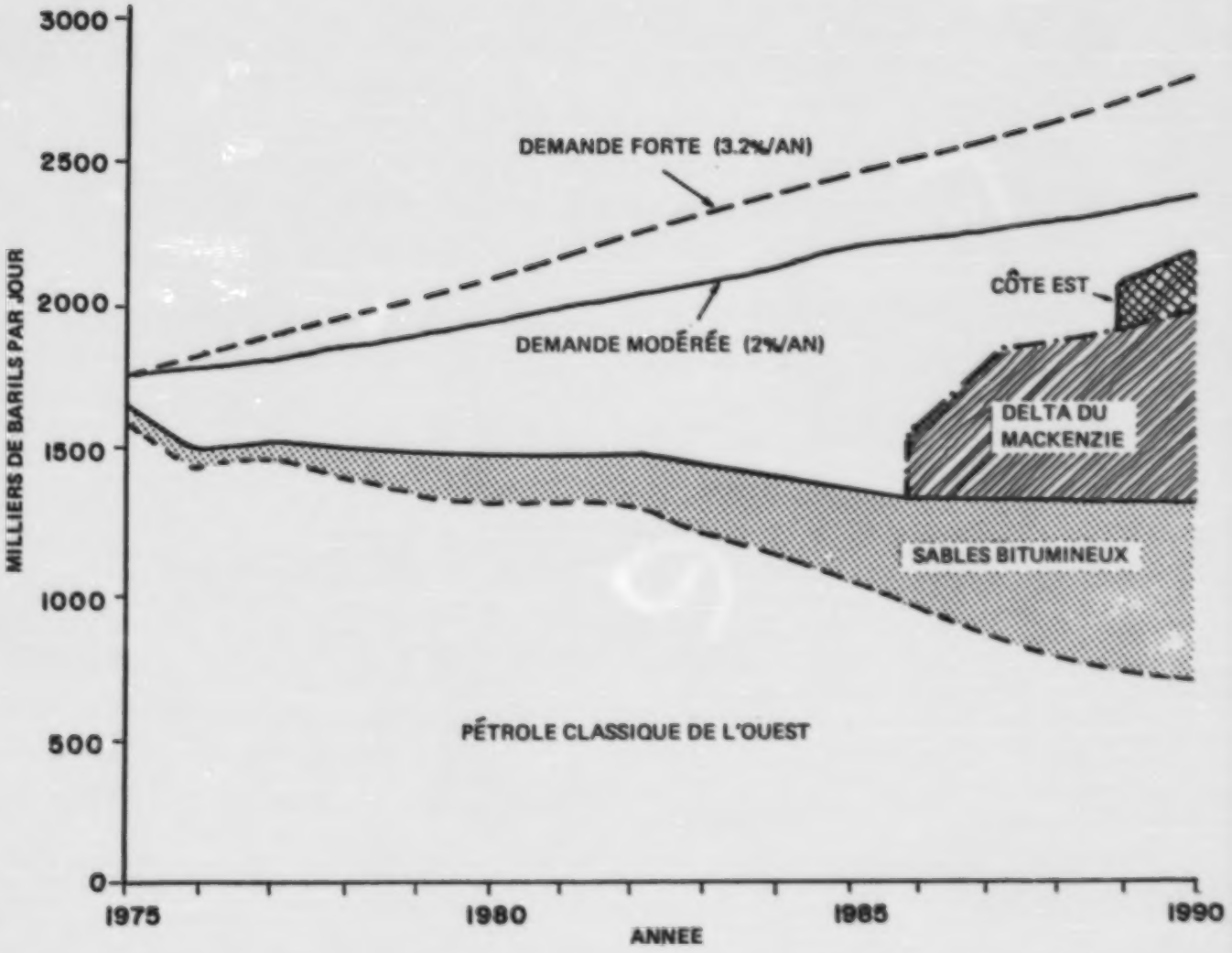


Figure 4. PROJECTION DE L'OFFRE ET LA DEMANDE PÉTROLIÈRES AU CANADA

économies d'échelle, l'accès direct aux superpétroliers abaisserait sans doute le prix du brut importé. L'irruption dans le fleuve de ces transports géants ne manquerait pas d'augmenter les risques de pollution à la suite soit de collisions navales, soit de déchargements effectués au cours de manoeuvres normales.[24] Toutefois, les progrès de la technologie, tant au niveau de la prévention que du contrôle des effets, et la mise au point d'une nouvelle législation internationale font espérer que les atteintes potentielles à l'environnement pourront être maintenues à un niveau acceptable de probabilité x conséquence.[15]

Le "Livre rouge"[2] sur les objectifs d'une politique québécoise de l'énergie préconisait d'autres mesures orientées vers la disponibilité du pétrole au meilleur coût. La réduction du profit "off-shore", particulièrement néfaste à l'industrie pétrochimique du Québec[14], la rationalisation de la distribution[16], où le surinvestissement actuel constitue une forme coûteuse de gaspillage, représentent à cet égard des priorités importantes. Pour favoriser la sécurité des approvisionnements, le "Livre rouge" - s'il met l'accent, en bonne logique, sur les sources extérieures et la nécessité de les diversifier - s'attache également à la recherche et à la mise en valeur des hydrocarbures contenus dans le sol québécois.

Ces ressources indigènes, à combien peut-on les évaluer ? La Commission géologique du Canada[17] place à 1.2 milliards de barils la somme des réserves prouvées et du potentiel récupérable pour toute la plate-forme du Saint-Laurent (y compris la zone des Grands Lacs), à 2.5 milliards de barils la valeur correspondante pour les bassins des Maritimes (qui débordent sur le Québec à la Baie des Chaleurs et autour des Iles-de-la-Madeleine). Au taux actuel de la consommation, une telle quantité de pétrole - en supposant qu'elle soit entièrement mise à la disposition du Québec - n'assouvirait la demande que pour une période de 15 ans. De fait, compris au sein des régions sus-nommées, les six bassins sédimentaires du Québec se répartissent sur une surface beaucoup moindre - d'environ 81 000 milles carrés[18] - qui coincide à peu près avec le

domaine minier de SOQUIP (Figure 5)[13]. Le Tableau 5, fondé sur les statistiques de la SOQUIP, fournit la répartition du potentiel pétrolier du Québec entre les divers bassins.[18]

En regard de cet espoir tout relatif, il convient de placer les coûts extrêmement élevés de l'exploration et de l'exploitation pétrolières lorsqu'ils s'adressent à des ressources de faible ampleur. Il

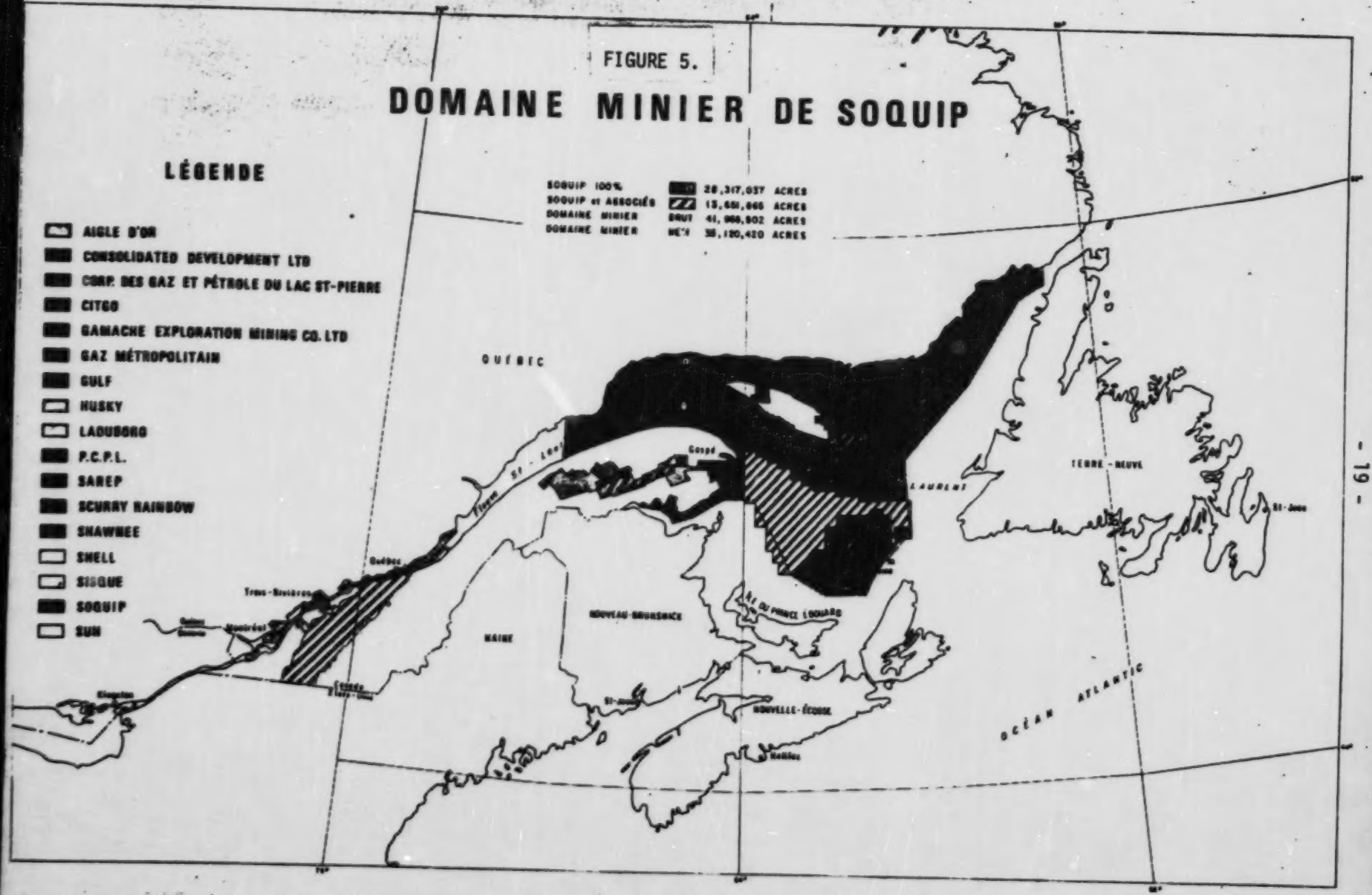
TABLEAU 5. Le potentiel pétrolier du Québec

Bassin	Surface (mi^2)	Potentiel pétrole	
		10^6 barils	%
Golfe St-Laurent	13,900	678	20.0
Anticosti	40,600	1 624	49.6
Fosse de la Gaspésie	5 200	286	8.5
Baie des Chaleurs	3 000	157	4.7
Complexe Taconique (sud du St-Laurent)	13 500	506	15.1
Basses Terres du St-Laurent	5 900	133	4.0
Total	82 100	3 384	100.0

semble bien qu'à long terme le Québec doive tabler davantage sur les perspectives offertes par le pétrole terreneuvien - 10 fois plus abondant, peut-être, que celui du sous-sol québécois.[19] Jusqu'à ce que cette attente se concrétise, la réduction de la demande constitue la seule option

FIGURE 5.

DOMAINE MINIER DE SOQUIP



qui assure une diminution des importations. Cet abaissement peut résulter d'une substitution par des formes concurrentes d'énergie ou de mesures de conservation. Même en faisant un usage maximal des deux recours, il apparaît improbable aujourd'hui que le pétrole importé contribue, autour de l'an 2000, moins de la moitié de l'offre énergétique - et moins de 55% en 1995.(20)

3.2.2 L'hydroélectricité

C'est d'abord vers l'électricité, hydraulique lorsque les ressources l'autorisent, nucléaire dans le cas contraire, que partout dans le monde on se tourne pour réduire la pression sur les hydrocarbures. Le Canada ne fait pas exception et les projections actuelles voient croître cette forme d'énergie secondaire à un taux beaucoup plus accentué que toutes les filières concurrentes (Figure 6).(8) Or, tant le secteur hydraulique - qui, pour l'ensemble du Canada, continuera de dominer la production de l'électricité au moins durant les 15 prochaines années - que l'électronucléaire s'avèrent très exigeants en frais de premier investissement. Ainsi, l'énergie électrique s'accaparerait la part du lion - $50 milliards sur un total de $115 milliards - des immobilisations prévues durant les 10 prochaines années et cette prépondérance ne ferait que s'affirmer par la suite (Figure 7).(8) Assurément, la rareté présente des capitaux sur les marchés financiers internationaux inspire des doutes sérieux quant à la possibilité de trouver en temps utile les sommes exigées par les projets nouveaux, dans le secteur de l'électricité en particulier. Ce facteur, ajoutant ses effets aux mesures de conservation, pourrait déterminer un allongement appréciable des échéanciers, voire même l'abandon provisoire ou définitif de certains projets.

Les orientations qu'envisage l'Hydro-Québec(21) restent qualitativement compatibles avec ce schéma général. Elles prennent appui sur une évaluation du potentiel hydroélectrique du Québec qui, à la fin des travaux du complexe La Grande, se situerait encore autour de 25 000 MW (Figure 8). De cette limite imposée par la géographie et la technologie,

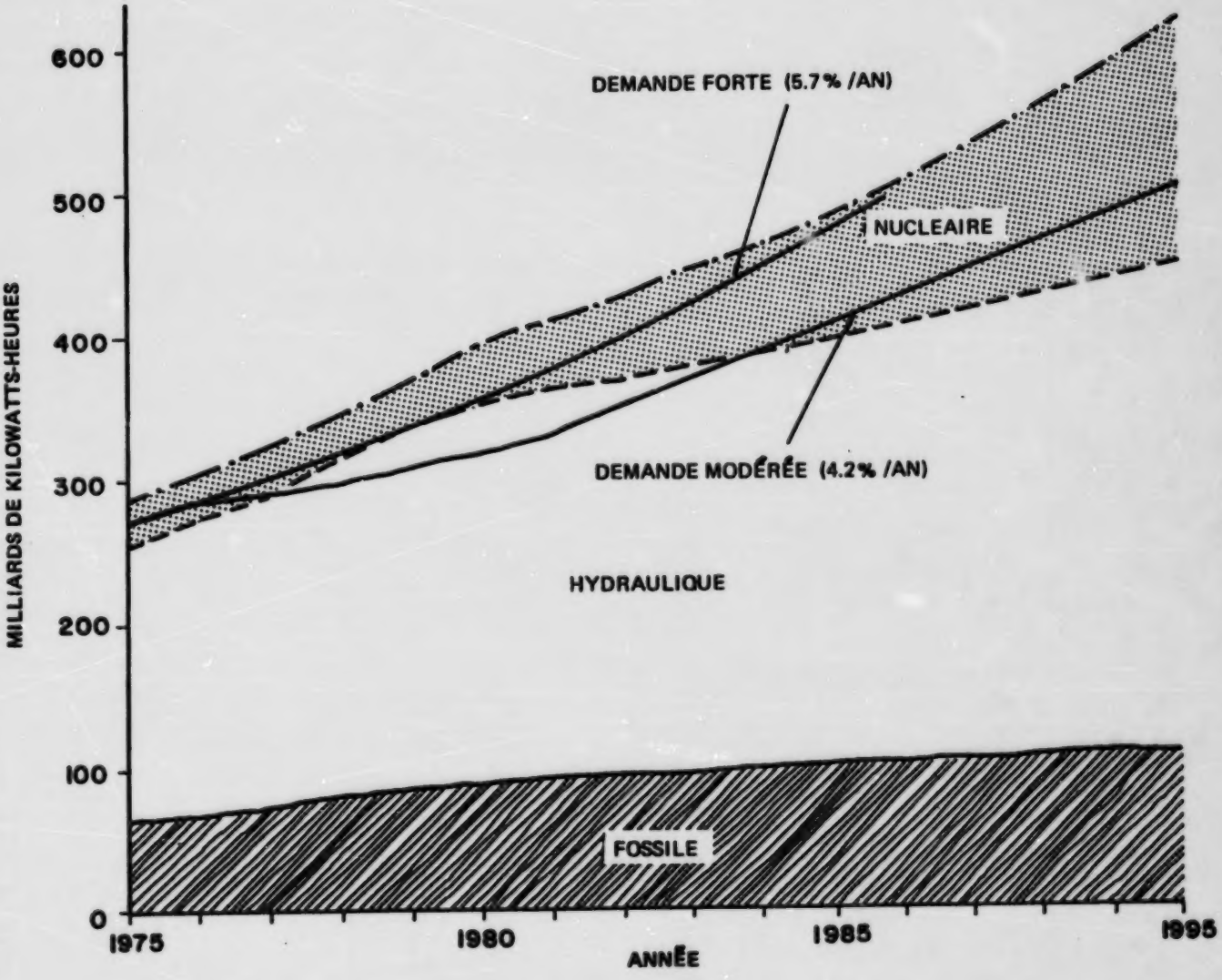


Figure 6. PROJECTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

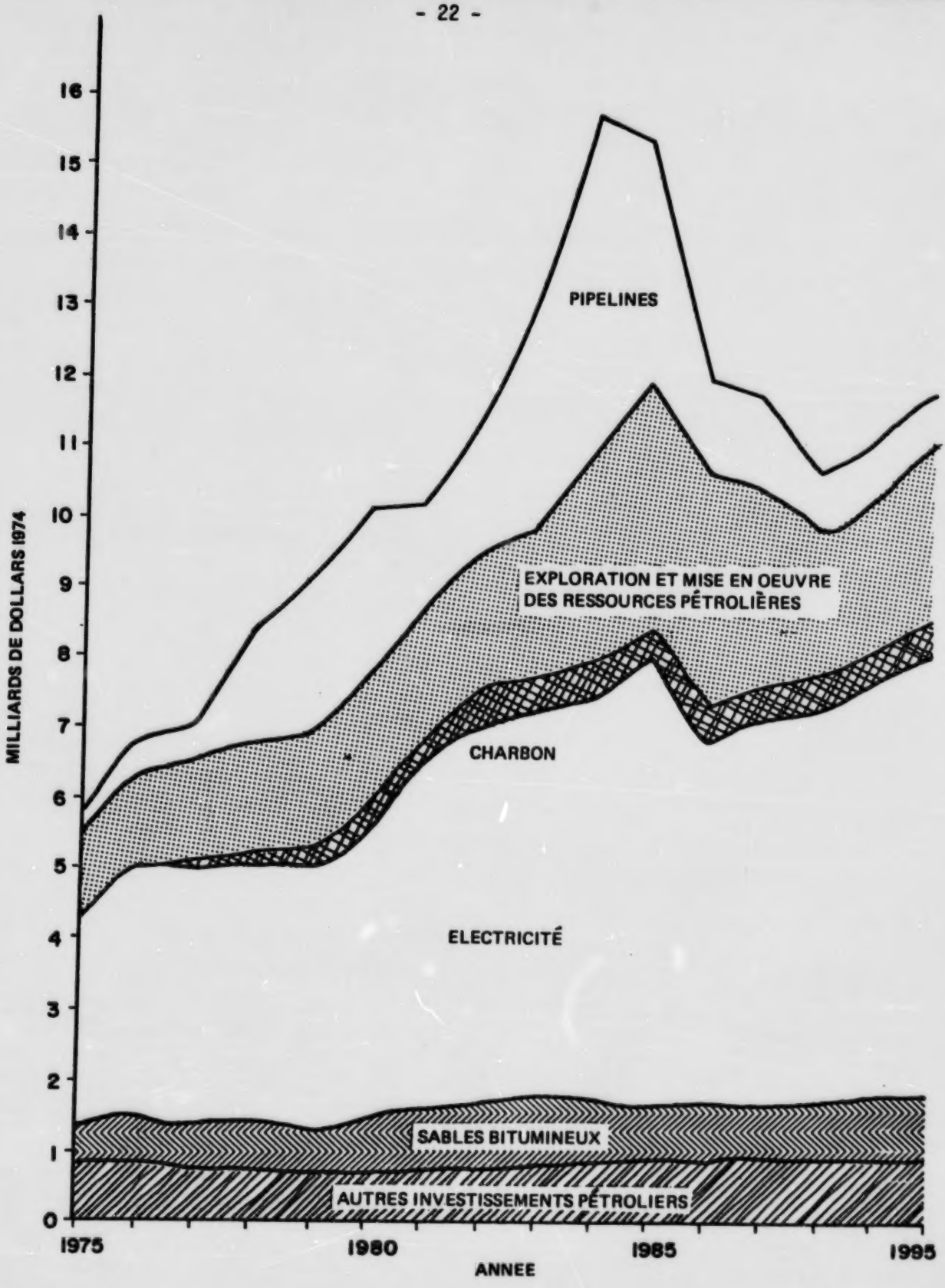


Figure 7. PROJECTION DES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU CANADA

LISTES DES RIVIÈRES NON AMÉNAGÉES

	MW
Région de Montréal	
Lachine	643
Région Outaouais	
Témiscamingue	134
Région Laurentides	
Haut St-Maurice	262
Mattawin	238
Région Saguenay	
Chamouchouane	737
Région Côte Nord	
Toulnoustouc	259
Ste-Marguerite	319
Moisie	976
Magpie	355
Romaine	1340
Aguanus	446
Natashquan	563
Olomane	310
Petit Mécatina	1042
St-Augustin	238
St-Paul & Bujeault	267
Région baie de Hannah et de Rupert	
NBR	5515
Harricana	977
Région baie James et baie d'Hudson	
Eastmain.	396
Grande et Petite Baleine	2090
Nastapoca	357
Laforge	580
Région baie d'Ungava	
Arnaud et Pelletier	518
Aux Feuilles	855
Caniapiscau et Aux Mélèzes	1625
Georges	2574
A la Baleine	1135
Total	24751

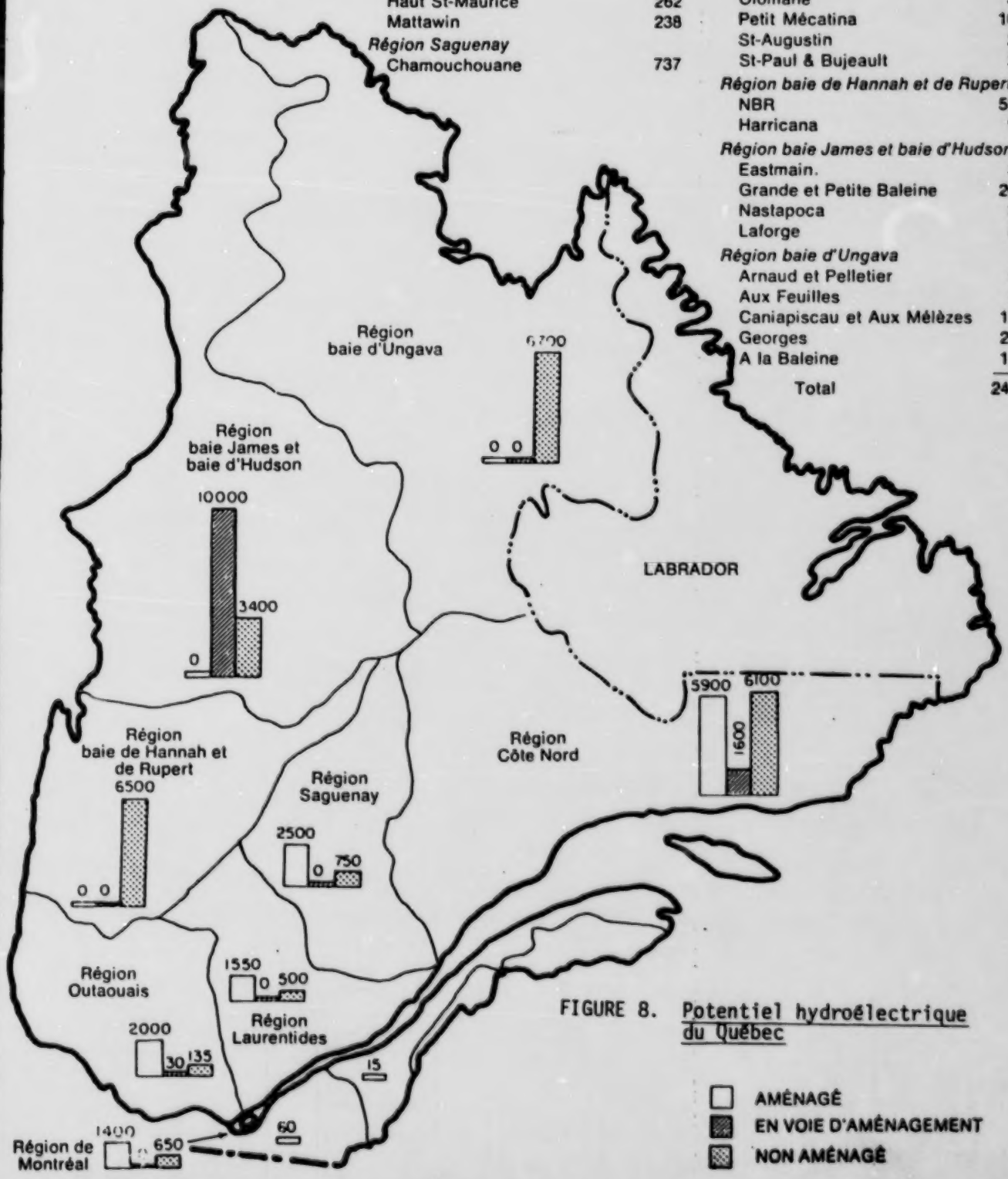


FIGURE 8. Potentiel hydroélectrique du Québec

les données actuelles retiendraient 15 000 MW comme susceptibles de conduire à un coût inférieur ou égal à celui de centrales nucléaires équivalentes. (Une évaluation plus précise situe toutefois à 10 000 MW seulement la puissance hydraulique dont la rentabilité est assurée avec une probabilité de 80%). Le principe de la substitution progressive est invoqué explicitement : "A première vue, il pourrait sembler séduisant d'aménager d'abord tous les sites hydrauliques dont le coût d'aménagement est plus faible que celui de centrales nucléaires équivalentes. Cette option permettrait peut-être de réaliser des économies dans l'immédiat, mais globalement elle constituerait une erreur. En effet, une fois épuisées les ressources hydrauliques rentables, il faudrait d'un seul coup fournir des efforts énormes sur tous les plans à la fois pour arriver à lancer un programme nucléaire d'une importance considérable. Ce rythme effréné serait impossible à soutenir ...".

En se fondant sur ces prémisses, il reste possible de concevoir divers programmes d'équipement informés par les prévisions de la demande, les résultats d'études écologiques et de consultations auprès des populations locales sur les projets individuels, les disponibilités en capitaux échelonnées au cours du temps, la volonté politique d'insérer la production de l'électricité dans un programme de gestion optimale appliqué à l'ensemble des ressources énergétiques. Or, les perceptions actuelles laissent place à de vastes incertitudes en chacune de ces matières.

Le scénario d'expansion qui a reçu le plus d'attention admet que la tendance historique observée depuis 1955 se prolongera jusqu'à la fin du siècle. A ce compte, la puissance installée de l'Hydro-Québec atteindrait 54 000 MW en 1995 et 78 200 MW en l'an 2000 (Figure 9). Cet objectif - que justifie la prise en charge par l'hydro-Québec de presque toute les nouvelles implantations électriques dans la province - pourrait être réalisé en étalant l'aménagement de la majeure partie des ressources hydrauliques encore disponibles sur la période 1985-1995. Un taux d'accroissement de 4¼%, en meilleur accord avec les projections actuelles au niveau

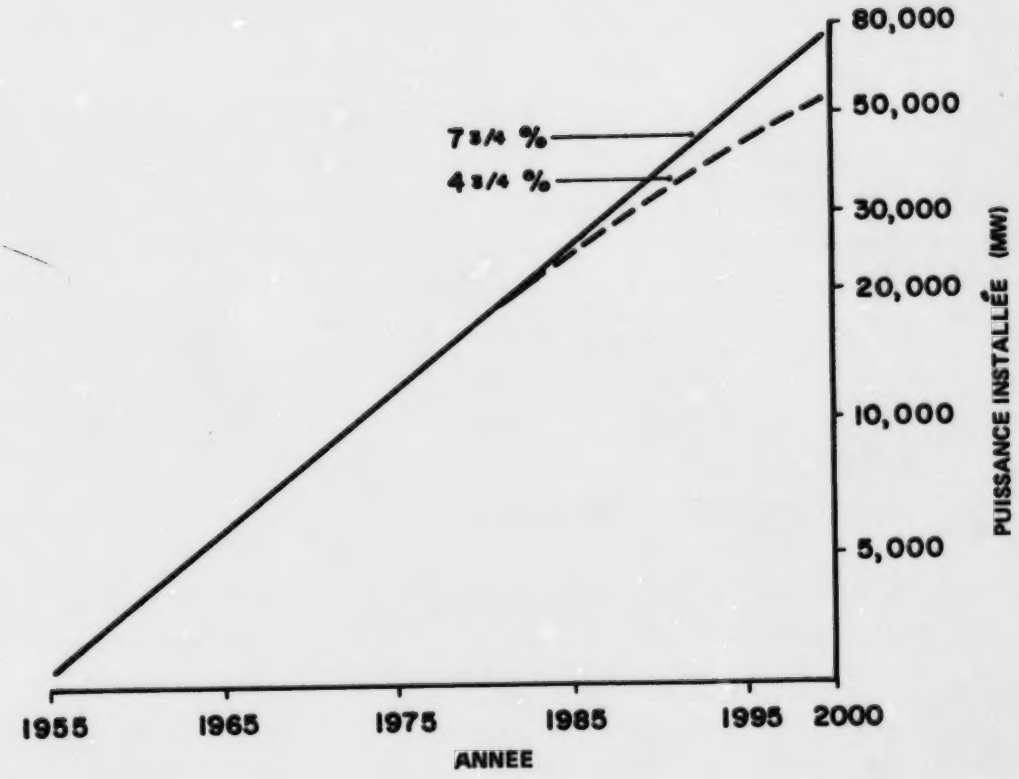


Figure 9. ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE L'HYDRO-QUÉBEC

fédéral, conduirait à l'équipement de 53 000 MW en l'an 2000. On y parviendrait sans doute en décalant tout bonnement de 5 ans le schéma défini par la tendance historique, mais cette démarche compromettrait fortement la "transition harmonieuse et sans heurt", que visent les planificateurs, entre l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire. Elle empêcherait, par exemple, que les fournisseurs québécois du secteur de l'électricité et le personnel technique se réorientent progressivement et au moindre coût vers les filières nouvelles.

En tout état de cause, il apparaît tout à fait plausible d'admettre qu'en 1995 la part de l'électricité sur le marché de l'énergie se sera hissée à près de 30%[5],[20]. Il est bien certain qu'au Québec, davantage encore que dans l'ensemble du Canada, l'hydraulique tiendra toujours à cette époque le rôle principal dans la production de l'électricité, mais la fraction qui lui reviendra reste à définir.

4. LES FILIÈRES DE SUBSTITUTION

En 1995, les formes d'énergie autres que le pétrole et l'hydroélectricité assouviront tout au plus le quart des besoins énergétiques exprimés par la population québécoise. Mais, outre qu'elles éviteront la création d'un hiatus dans l'approvisionnement de la province, ces filières - en certains cas - baliseront la voie du siècle prochain. De ce point de vue, quelques options dont la maturité est trop lointaine pour qu'elles apportent une contribution appréciable durant la période 1975-1995 vaudront qu'on leur consacre des efforts notables dès l'avenir immédiat. L'éventail des énergies de substitution s'ouvre donc largement et comprend à la fois des sources abondamment exploitées en d'autres pays ou régions et des formes encore au stade de la recherche ou de la mise au point même dans les Etats les plus avancés[22]. Le Tableau 6 rassemble

TABLEAU 6. Les options énergétiques des prochaines décennies

Degré d'élaboration de l'énergie	Temporalité des ressources	Nomenclature de la filière	
Primaire	Non renouvelables	Combustibles fossiles	Charbon Pétrole Gaz naturel Sables bitumineux Schistes bitumineux
		Combustibles nucléaires	Fission Fusion
		Energie géothermique	
	Renouvelables	Energie hydraulique	
		Energie marémotrice	
		Energie éolienne	
		Energie solaire	Thermoclines océaniques Photosynthèse Rayonnement
Secondaire		Electricité	Turboconversion Conversion directe
		Combustibles artificiels	

les choix qui se proposent à l'attention. Les sections qui suivent passeront en revue les principaux et les plus pertinents à la prospective québécoise en soulignant lorsqu'il y a lieu les problèmes qui se posent au niveau de l'extraction, de la conversion, du transport et du stockage.

4.1 LES FILIÈRES EN EXISTENCE

Figurent sous cette rubrique, parmi les sources primaires d'énergie, le gaz naturel, le charbon et la fission nucléaire, toutes solidement implantées dès maintenant en d'autres régions du Canada. Dans le domaine des énergies secondaires, il conviendra d'examiner sous le même chef les progrès technologiques qui s'annoncent sur le transport et le stockage de l'électricité.

4.1.1 Le gaz naturel

Propre, relativement bon marché, livré à l'instant-même où il se consomme, le gaz naturel satisfait à 23% de la demande canadienne d'énergie. Ses propriétés spécifiques lui confèrent un attrait considérable aux yeux de l'industrie, de la sidérurgie entre autres. On conçoit que le Québec, déjà privé de pétrole canadien, souhaite augmenter les arrivages encore modestes de gaz naturel et en étendre le réseau de distribution à travers la province.

Si les producteurs albertains ont traditionnellement préféré les débouchés lucratifs au sud de la frontière, les ressources promises par la vallée du Mackenzie et, bien davantage, celles de l'Arctique devraient, dans une dizaine d'années tout au plus, libérer des débits suffisants pour que le Québec y ait accès dans une mesure généreuse (Figure 10).[8] La SOQUIP, soucieuse de ménager l'avenir, n'a pas hésité à s'associer financièrement aux travaux du Mackenzie. Mais le gaz arctique, outre son

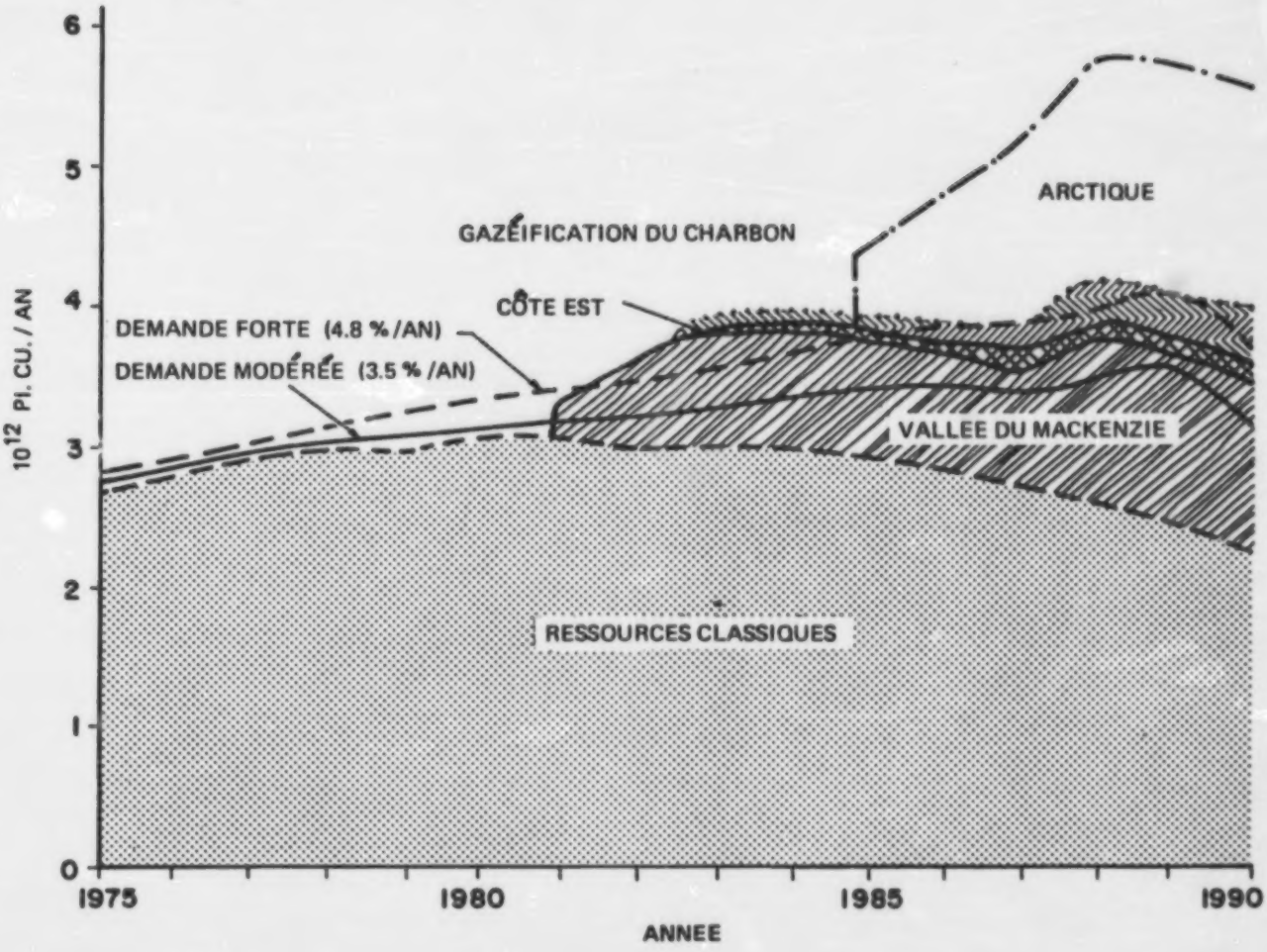


Figure I0. PROJECTION DE L'OFFRE ET LA DEMANDE GAZIÈRES AU CANADA

abondance présumée, offre la perspective d'un approvisionnement affranchi des structures actuelles. En effet, selon l'un des tracés à l'étude, le pipeline issu des gisements nordiques acheminerait le gaz directement vers le marché québécois avant d'atteindre sa destination ultime (Figure 11).[23]

L'extension du réseau gazier vers Bécancour, Sherbrooke et Québec reste soumise à l'obtention d'un approvisionnement plus généreux. Le sous-sol québécois présente sous ce rapport un intérêt plus grand que dans le cas du pétrole. Le gisement de Pointe-du-Lac, près de Trois-Rivières, a produit 184 millions de pieds cubes en 1974. Mais toutes les régions appartenant au domaine minier de SOQUIP laissent luire quelque espoir (Tableau 7).[20] Les 27 billions de pieds cubes qu'elles promettent globalement doivent en effet être mis en regard d'une consommation qui, en 1974, n'était encore que de 79 milliards de pieds cubes.

TABLEAU 7. Le potentiel gazier du Québec

Bassin	Potentiel gazier	
	$10^{12} pi^3$	%
Golfe St-Laurent	6.5	23.6
Anticosti	12.6	45.9
Fosse de Gaspésie	2.1	7.6
Baie des Chaleurs	1.2	4.3
Complexe Taconique	4.0	14.8
Basses Terres du St-Laurent	1.1	3.9
T o t a l	27.4	100.0

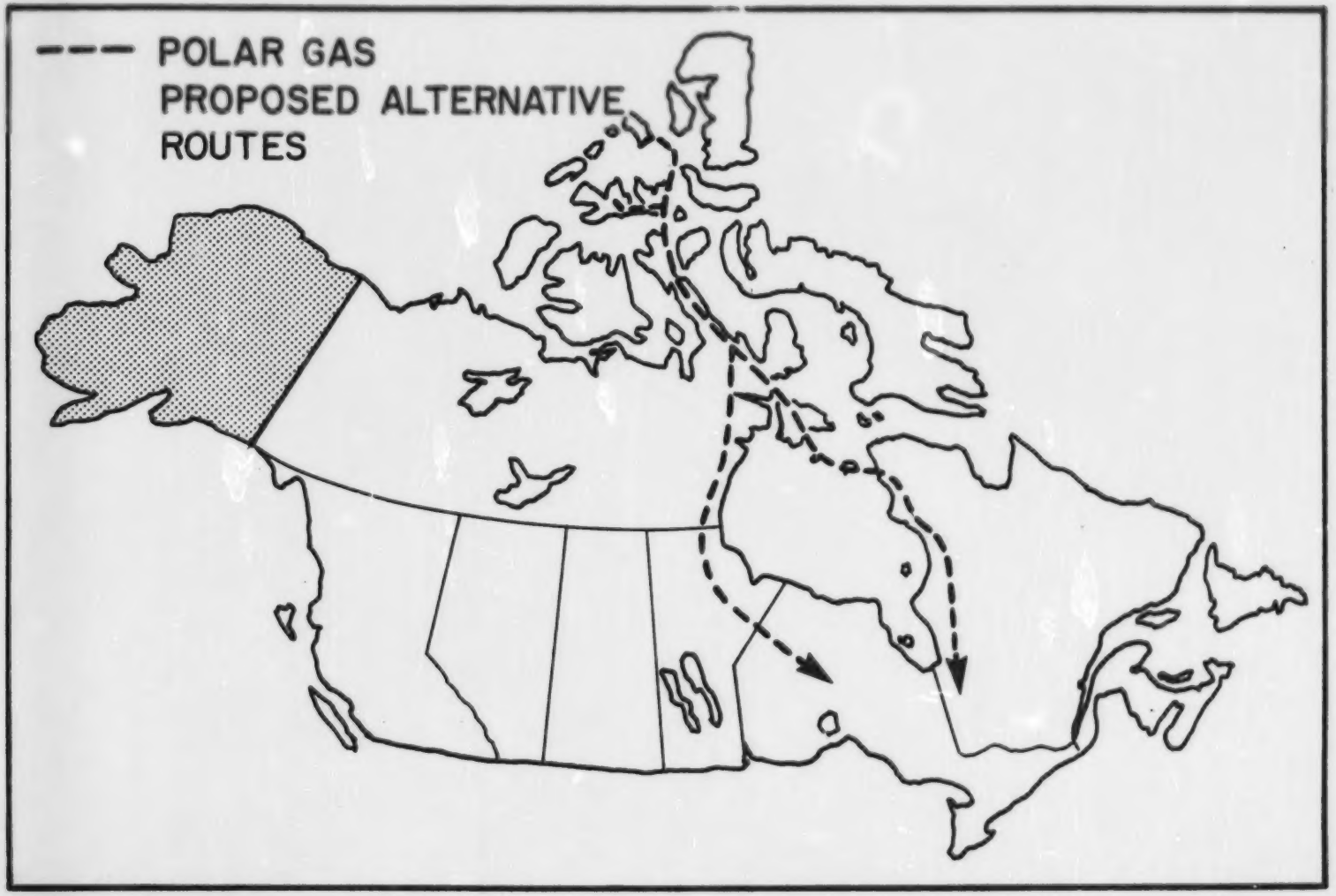


FIGURE 11. Le gazoduc de l'Arctique :
les tracés envisagés

La perspective d'un approvisionnement à partir de sources géographiquement rapprochées et politiquement sûres, le prix de la calorie livrée au consommateur - qui reste encore inférieur à celui du pétrole - s'ajoutent ainsi aux avantages technologiques du gaz naturel pour faire de ce combustible un élément essentiel de toute étude prévisionnelle portant sur l'énergie au Québec.

Il n'est pas déraisonnable de penser que la contribution du gaz naturel puisse doubler, pour atteindre 12%, en 1995.

4.1.2 Le charbon

Les hydrocarbures, de quelque ampleur qu'en soit le rôle en cette fin du XX^{e} siècle, ne sont pas assurés d'une longévité réconfortante. On ne prévoit généralement pas que les ressources mondiales leur permettent d'apporter une contribution notable à la satisfaction des besoins énergétiques au delà de cinq ou six décennies. Aussi entrevoit-on, en maints pays, le charbon surmonter un déclin passager et, dix fois plus abondant que le pétrole classique et le gaz naturel pris ensemble, redevenir à terme la source principale d'énergie fossile. C'est une place qu'il n'a d'ailleurs jamais perdue au sein du monde communiste.(25)

Sa part dans l'approvisionnement énergétique au Canada n'est plus aujourd'hui que de 10%. Cependant, 120 milliards de tonnes dorment encore dans des gisements dont les plus riches (93% des réserves canadiennes) sont situés dans les trois provinces de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie Britannique. Leur mise en valeur se heurte, il est vrai, à deux obstacles fort gênants : l'immensité de la distance qui sépare le charbon de ses marchés potentiels de l'Ontario et du Québec, l'étendue des blessures infligées à l'environnement par l'extraction en découverte.

Le perfectionnement des trains-blocs et l'avènement des carboducs permettront vraisemblablement à l'Ontario d'accéder à ces ressources lointaines dès les années '90. De fait, l'Hydro-Ontario s'intéresse activement à cette possibilité. Quant au Québec, ces recours lui paraissent interdits par les coûts prohibitifs du transport jusqu'à ses frontières. Mais la gazéification du charbon présente une alternative plus séduisante.

Complément ou substitut du gaz naturel, ce qu'il est convenu d'appeler - assez maladroitement - le gaz naturel synthétique pourrait être tiré de la houille selon les procédés classiques mis au point en Allemagne ou, possiblement à meilleur coût, en adoptant l'une des nombreuses techniques en cours d'étude aux Etats-Unis, dont nulle toutefois n'a fait l'objet d'une démonstration à l'échelle commerciale.(26),(27) Construite au voisinage d'une mine albertaine, une usine de gazéification serait à même d'injecter dans le gazoduc transcanadien un combustible valorisé qui atteigne le Québec à un prix abordable. L'importance des moyens qu'on lui consacre à cette fin laisse croire que le charbon des Rocheuses américaines se sera installé confortablement dans un rôle analogue, au profit du Midwest ou de la côte atlantique, vers 1985. Une grande inconnue reste l'effet sur les coûts d'exploitation qu'entraîneront les mesures destinées à la protection de l'environnement.

Une variation sur le même thème peut se prêter à des réalisations plus hâtives : il s'agirait de gazéifier au Québec le charbon des Maritimes. L'industrie sidérurgique aux environs de Contrecoeur, à condition qu'elle agisse de concert, constituerait à la fois un marché d'ampleur suffisante et un maître d'oeuvre capable de mener à bien un premier projet dans cette voie.

Enfin, totalement dépourvu de houille indigène, le Québec ne manque pas de tourbe. L'U.R.S.S., l'Irlande et la Finlande font grand usage de ce combustible pauvre(28), mais à l'heure actuelle il semble bien que le Québec ne s'intéresse à la tourbe que pour ses applications en agriculture ou, éventuellement, à des fins de purification des eaux industrielles.

4.1.3 La fission nucléaire

Si le charbon s'offre un peu partout, bien qu'à des degrés fort divers, à prendre la relève des hydrocarbures, c'est vers la fission nucléaire qu'on se tourne généralement pour assurer la production de l'électricité et, quand il y a lieu, la succession de l'hydraulique. Aux Etats-Unis, on prévoit même que les combustibles fissiles livreront concurrence à la houille rajeunie sur une portion considérable du marché énergétique. En Ontario, l'entrée en service des deux premières tranches de la centrale de Bruce, au cours de cette année, signifiera que près d'un quart de l'électricité produite en cette province sera désormais d'origine nucléaire.

Ses principaux atouts, la fission nucléaire les trouve dans la compétitivité de l'énergie qu'elle fournit et la sûreté de l'approvisionnement en combustible. En effet, le renchérissement abrupt des hydrocarbures et le prix toujours élevé du charbon ont d'ores et déjà conféré un avantage fort substantiel à l'électricité nucléaire vis-à-vis ses concurrents d'origine fossile. Aux Etats-Unis, la marge atteint 40%[29] alors qu'en Ontario il suffirait que la centrale de Pickering fonctionne avec un facteur de puissance supérieur à 22% pour que ses kilowatts-heures soient rentables[30]. En contrepartie, l'escalade des coûts de construction, au taux de 15% par année depuis 1970, a fait grimper les frais de premier investissement autour de $1,000 du kilowatt installé aux Etats-Unis, $1,200 en Ontario[97]. Faible coût de fonctionnement, immobilisations importantes : ces caractéristiques apparentent la fission nucléaire à l'énergie hydraulique et prédestinent ces deux sources à l'affrontement quand elles se présentent sur un même marché.

La supériorité qu'avait coutume de détenir le secteur hydraulique sur le plan de la fiabilité s'estompe à mesure que les sites à équiper s'éloignent des grands centres de consommation. Car il importe de faire entrer en ligne de compte les pannes de transport dont la fréquence risque d'être considérable sur des distances de 1 000 milles et plus, comme celle qui sépare Montréal de la baie d'Ungava.

Les disponibilités en uranium ? Il n'est pas improbable qu'avant la fin de la décennie en cours, la demande mondiale dépasse l'offre de

quelque 11 000 tonnes par année.[31] Mais on estime à 15% seulement la proportion des emplacements, géologiquement propices à la présence de l'uranium en haute teneur, qui ont déjà été soumis à la prospection. Qui plus est, le coût d'achat de l'uranium n'entre encore que pour 2.5% dans le coût de l'électricité débitée par une centrale nucléaire de type CANDU : un doublement du prix de l'uranium n'entrainerait par lui-même qu'un accroissement de 3% du nombre de mils par kilowatt-heure nucléaire. Or, les ressources mondiales d'uranium en faible teneur - qui exigerait naturellement des frais plus élevés d'extraction - paraissent virtuellement illimitées. Il n'est donc nullement à redouter qu'une véritable pénurie se manifeste en deça de plusieurs siècles; les difficultés à court terme proviennent du décalage, de huit à dix années, entre le lancement d'une campagne d'exploration et la production d'éléments combustibles prêts pour l'insertion dans un réacteur.[32]

Le Canada, dont les réserves d'uranium s'élèvent à 20% du total mondial, s'est mis à l'abri de tout souci majeur, d'une part en imposant des mesures sévères sur les exportations de combustibles nucléaires[33], d'autre part en donnant une impulsion vigoureuse à l'exploration.[34] Cependant, 80% des réserves canadiennes raisonnablement sûres sont situées en Ontario (dans la région d'Elliott Lake). L'intérêt du Québec voulait que cette province ne reste pas à l'écart de l'entreprise vouée à la recherche de gîtes uranifères. Pour étudier l'immense région destinée à l'inondation par le vaste projet hydroélectrique, la Société de Développement de la Baie James s'est jointe dans un cas à Eldorado Nucléaire et SERU Nucléaire (une filiale du Commissariat français à l'Energie Atomique), dans un second, à l'International Nickel. Mais les indications les plus prometteuses jusqu'ici sont dues aux travaux de la Société québécoise d'exploration minière (SOQUEM), qui a découvert un gisement d'importance à proximité de Girardville, au lac Saint-Jean[35].

Nombre de contraintes écologiques et sociales menacent, il est vrai, les progrès de la fission. Les émissions thermiques et radioactives, les risques d'accidents, les possibilités de sabotage, les problèmes liés à la production massive du plutonium, le stockage des déchets radioactifs

ont tour à tour donné lieu à des interrogations pertinentes. Il reste que, dans les faits, l'énergie nucléaire - en quelques centaines de réacteurs-ans d'expérience - a maintenu un dossier honorable en matière de sûreté[36] : la réduction récente des primes d'assurance sur les centrales nucléaires aux Etats-Unis en apporte un témoignage concret. Les débats publics auxquels, comme il se doit, la fission nucléaire n'échappe pas plus que les grands projets hydroélectriques auront tout à gagner d'une information complète et objective sur ces questions.

Les deux types de réacteur nucléaire qui se disputent le marché nucléaire d'aujourd'hui exploitent la propension marquée de l'uranium-235 (le seul corps fissile qu'on retrouve dans la nature) à se scissionner, avec un dégagement intense d'énergie,sous le choc de neutrons lents. La filière américaine recourt à de l'uranium enrichi (à 2-3% d'uranium-235) pour nourrir la réaction en chaine et à de l'eau ordinaire pour ralentir les neutrons. Le système CANDU, de conception canadienne, utilise de l'uranium naturel (où l'uranium-235 n'existe qu'à une concentration de 0.7%) mais cette pratique conduit à remplacer l'eau ordinaire - trop avide de neutrons - par de l'eau lourde, obtenue par enrichissement isotopique de l'eau ordinaire. Le Québec jusqu'à présent, a opté pour cette seconde alternative. En regard d'un coût d'installation plus élevé que les réacteurs dits à eau légère, le CANDU offre une meilleure utilisation des neutrons, un facteur de puissance potentiellement supérieur, une versatilité accrue dans le choix du caloporteur.[37]

Les surgénérateurs à neutrons rapides, alimentés au plutonium, n'apparaîtront pas sur le marché mondial avant les toutes dernières années du siècle. Leur principal attrait tient à leur faculté de procurer des économies importantes de combustible primaire. Toutefois, le système CANDU jouit à cet égard d'avantages fort intéressants : son évolution naturelle devrait lui permettre de se muer en convertisseur avancé, capable de brûler - outre le plutonium - le thorium, dont les ressources canadiennes sont trois fois plus abondantes que celles d'uranium. C'est pourquoi le Canada n'a pas jugé nécessaire de s'engager dans la course au surgénérateur,

qu'on estime par ailleurs difficile à rentabiliser et dont l'avènement ne fera qu'aggraver les problèmes de sûreté liés à l'implantation de l'énergie nucléaire[38].

Les dernières projections publiées par l'Hydro-Québec[21] prévoient, pour le nucléaire, un taux de pénétration qu'illustre le Tableau 8. En admettant que la puissance des groupes installés se situe entre 600 et 750 MW de 1985 à 1990, entre 1 000 et 1 500 MW de 1990 à 1995 et qu'elle soit encore plus grande pendant les cinq dernières années du siècle, l'Hydro-Québec relierait à son réseau à peu près un groupe par année durant la première période, deux durant la seconde, trois ou quatre durant la troisième. Selon ce programme, l'énergie nucléaire pourrait contribuer, en 1995, un peu moins de 7% de l'approvisonnement énergétique de la province.

TABLEAU 8. Le rythme projeté d'implantation nucléaire au Québec

Période	Puissance ajoutée (MW)			
	Hydraulique	Nucléaire	Pointe	Total
1985-1990	4 000	3 000	5 500	12 500
1990-1995	8 500	5 500	5 000	19 000
1995-2000	2 500	21 500	8 000	32 000

L'Hydro-Québec n'a pas encore formulé sa position quant à la fourniture d'eau lourde. Mais le programme décrit ci-haut requerrait à lui seul la production de 24 500 tonnes d'eau lourde alors que l'usine

de Laprade - qu'érige présentement l'Energie Atomique du Canada - ne débitera que 800 tonnes par année, soit au maximum une quinzaine de milliers de tonnes d'ici l'an 2000. On peut imaginer que le lancement d'un programme nucléaire à long terme incitera la société d'Etat québécoise à imiter sa consoeur ontarienne, qui a entrepris de répondre elle-même à sa propre demande d'eau lourde. Mais l'adéquation dans le temps de la fourniture aux besoins restera toujours un problème très délicat.

Quant à la construction, en sol québécois, d'une usine destinée à l'enrichissement de l'uranium, de nombreux arguments ont été alignés à l'encontre ou en faveur du projet. On a souligné, par exemple, que les priorités énergétiques du Canada se partageront des capitaux limités et que l'intérêt national devra en dicter le mode de répartition. En outre, a-t-on relevé, la vente à l'étranger d'uranium enrichi constituerait - et ce, en temps de pénurie - une exportation massive d'énergie sous la forme de substance fissile et, indirectement, de l'électricité qui en effectue la concentration. On s'est enfin interrogé sur la sagesse d'une démarche qui favoriserait la concurrence à la filière canadienne de réacteurs.

La justification a mis l'accent sur la valorisation d'un produit, l'uranium, dont le Canada possède d'abondantes réserves. Elle a fait valoir l'afflux des investissements étrangers qu'entraînerait le projet. Elle a fait aussi ressortir que les programmes électronucléaires du Canada pourraient mettre à profit la disponibilité d'uranium enrichi. Toute la question, pour l'instant, reste ouverte mais il ne fait pas de doute que le marché potentiel est extrêmement prometteur puisque 80% ou plus des réacteurs installés dans le monde exigeront vraisemblablement de l'uranium enrichi.

4.1.4 L'électricité : transport et stockage

Le rôle croissant de l'électricité dans un monde où les combustibles fossiles tendent à s'effacer (on parle même pour l'après 2000 d'une

civilisation tout électrique), l'éloignement progressif des grands sites hydrauliques encore à équiper, la pénétration de la fission nucléaire (énergie de base par excellence) : ces évènements marquants du quart de siècle à venir donneront aux problèmes du transport et du stockage de l'électricité un relief inaccoutumé. Il peut à première vue sembler abusif de classer sous la rubrique des énergies de substitution des progrès de l'électrotechnique auxquels le Québec s'est associé d'emblée. Cependant, les innovations technologiques en gestation dans ce secteur paraissent suffisamment radicales pour fonder cette approche.

Un panel international formé d'experts en provenance du Canada, des Etats-Unis, de la Grande-Bretagne, de la Suède, de la France, de l'Italie et du Japon s'est récemment soumis à une enquête Delphi portant sur les technologies nouvelles associées au transport de l'électricité[39]. Les questions spécifiques auxquelles s'est adressée l'enquête touchaient, en particulier, les choix à venir entre courant continu et alternatif, lignes aériennes ou souterraines; elles incluaient également les tendances futures à l'emploi de tensions toujours plus élevées.

Selon les participants, l'importance des recherches à compléter - entre autres sur le mécanisme du claquage[40] - et les coûts attachés à la construction des pylônes géants n'autorisent pas à penser que les tensions supérieures à 765 kilovolts joueront un rôle appréciable avant le milieu des années '80. (Rappelons qu'en ce secteur le Québec - grâce aux travaux de l'IREQ - se maintient à la fine pointe du progrès : l'installation, en 1965 de la ligne de 735 kilovolts qui relie la Manicouagan à Montréal constituait une première mondiale.) Par la suite, l'augmentation des puissances à véhiculer et la volonté de réduire à un strict minimum le nombre des corridors - surtout au voisinage des agglomérations urbaines - inciteront les producteurs d'électricité à faire usage de tensions comprises dans la gamme de 1 000 à 1 800 kilovolts. Le consensus des experts situe dans les cinq dernières années du siècle la période où 60% et plus des additions majeures aux lignes de transport recourront à des voltages supérieurs à 1 000 kilovolts. L'Hydro-Québec estime toutefois que le transport à

735 kv peut répondre à tous les besoins identifiés de son réseau jusqu'à l'an 2000.

C'est au niveau de la répartition entre les corridors aériens et les postes urbains qu'interviennent d'abord les lignes souterraines. Les soucis d'esthétique, de protection de l'environnement physique et humain doivent triompher en ce cas d'un différentiel de coût assez impressionnant : il reviendrait en moyenne 5 à 7 fois plus cher de substituer à une solution aérienne un système souterrain équivalent. Les experts distinguent[39] trois étapes logiques et chronologiques dans la mise au point du transport sous terre. Les méthodes conventionnelles d'isolation électrique - où les conducteurs, enrobés de papier, plongent dans un bain d'huile - se prêteront dans moins de dix ans au transport à 765 kv (et quelque 1 100 MVA). Bien que le refroidissement forcé des conducteurs de type classique ouvre l'accès des voltages et des densités de puissance encore supérieurs, il deviendra nécessaire autour de 3 000 MVA d'employer plutôt un gaz sous pression pour doter les lignes d'une isolation thermique et électrique adéquate; l'hexafluorure de soufre donnera lieu aux premières réalisations concrètes dans cette voie entre 1980 et 1985. Seuls enfin les systèmes cryogéniques, voire l'emploi de superconducteurs, sauront porter de très fortes puissances (10 000 MVA ou plus), mais on ne s'attend pas que ces techniques soient mises en application avant la dernière décennie du siècle.

Les avantages du courant continu - faibles pertes dues à l'effet couronne ou aux interférences, élimination des surtensions de manoeuvre - sont le mieux exploités par le transport souterrain. Il est assez plausible d'admettre que l'expansion progressive des réseaux souterrains favorisera, mais avec un certain décalage dans le temps, un usage croissant du courant continu. Quant à l'application d'intérêt moins évident au transport aérien, l'établissement de liens permanents entre le réseau de l'Hydro-Québec et ceux d'outre-frontière l'imposera sans doute sur les très longs parcours, si le bassin de l'Ungava ne donne pas lieu à des réalisations antérieures.

L'escalade des tensions et des puissances liées à chaque ligne de transport rend forcément les réseaux dans leur ensemble plus vulnérables et apporte un argument de taille en faveur de l'interconnexion. La diminution des réserves de puissance, la compensation des courbes de charge, l'utilisation plus rationnelle des centrales géantes : tels sont les avantages essentiels de ces liaisons. L'Ontario et l'Etat de New York, où les centrales thermiques occupent une place importante, présentent vis-à-vis le Québec une complémentarité dont l'interconnexion pourrait tirer parti. Autre caractéristique pertinente du réseau américain : la demande de pointe n'y coincide pas avec celle de l'Hydro-Québec (ni de l'Ontario Hydro). Il est clair que les additions à l'équipement de pointe pourraient être réduites - ou en tout état de cause qu'on en accroîtrait la rentabilité - dans chacun des réseaux participant à une interconnexion permanente. L'exemple de l'U.R.S.S., où un réseau électrique unifié est en passe de rattacher les uns aux autres tous les centres de production et les points de consommation du plus vaste pays du monde démontre en tout cas la praticabilité technique de l'interconnexion à très grande échelle[41]. De l'aveu des concepteurs russes eux-mêmes, les investissements très lourds qu'exige un projet de cette nature invitent cependant à la réflexion[53].

Le stockage de l'énergie offre une alternative - ou un supplément- à l'interconnexion des réseaux, sous le rapport des économies qu'il permet de réaliser sur l'équipement de réserve. Les variations diurnes et saisonnières de la demande en électricité connaissent, en effet, une amplitude telle que les services publics fonctionnent souvent à la moitié de leur capacité. Ainsi, depuis une dizaine d'années, le facteur de charge annuel du réseau québécois s'est maintenu autour des deux tiers (Fig. 12)[42]. Si un producteur doit de toute façon se suréquiper pour tenir compte des bris de machinerie, des erreurs de prévisions, des exigences de stabilité et d'exploitation du réseau, il est certain que cette réserve fort onéreuse peut être réduite grâce à l'intervention du stockage.

Le bassin contenu par le barrage a longtemps constitué, en amont, les seules provisions d'une centrale hydroélectrique mais l'avènement de

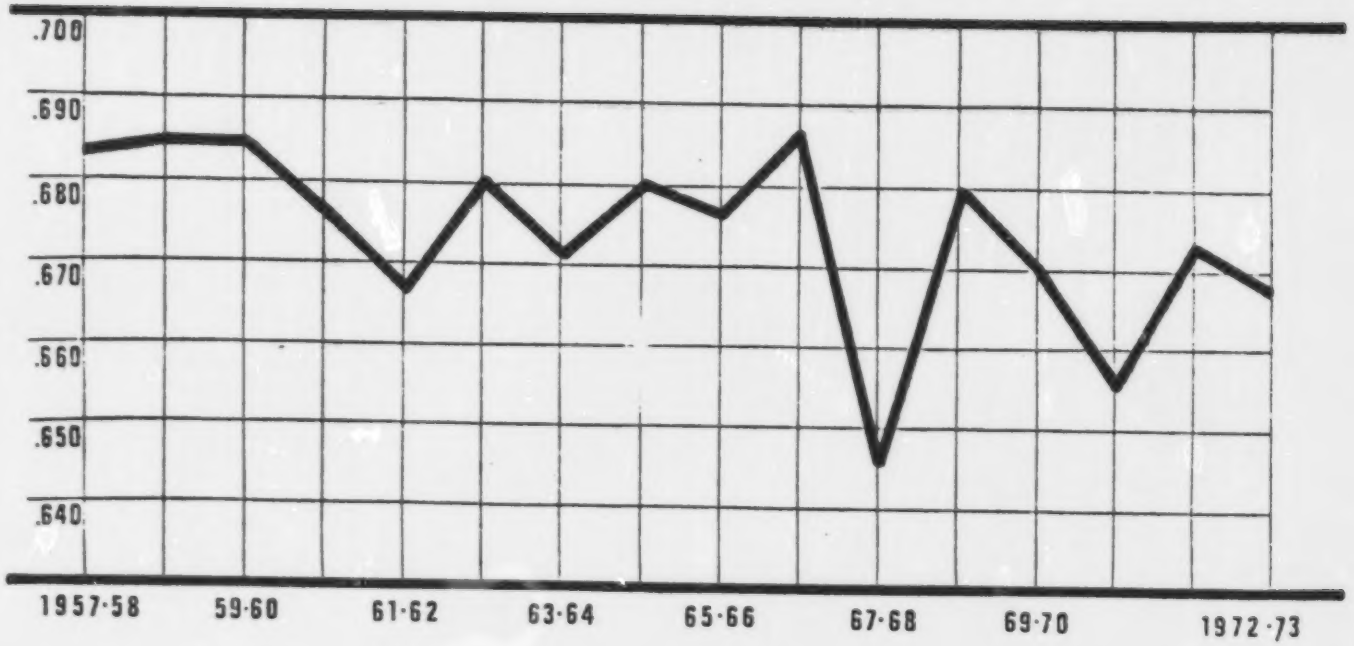


FIGURE 12. Facteur de charge annuel de l'Hydro-Québec

TABLEAU 9. Avantages relatifs des systèmes de stockage
(de 0 à 3, 3 maximum)

Concepts / Critères	Electro-aimants supraconducteurs	Accumulateurs	Roue d'inertie	Réserve pompée souterraine	Stockage par air comprimé
Rentabilité	0	3	2	3	3
Respect de l'environnement	3	3	3	1	1
Exigences en ressources matérielles	1	2	3	3	3
Souplesse de localisation	2	3	3	1	1
Fiabilité	1	3	2	3	1
Délai d'installation	2	3	2	1	1
Sûreté	2	2	2	3	2
Compatibilité avec le système générateur	2	3	2	2	2
Exigences en ressources énergétiques	3	3	3	2	1

la réserve pompée donne l'exemple d'une technique d'aval qui permet d'emmagasiner l'énergie électrique excédentaire durant les heures creuses. C'est d'ailleurs la seule qui soit disponible dans l'immédiat. Toutefois, les accumulateurs à grande densité d'énergie promettent d'atteindre le stade de la production industrielle vers les années 1980-1985[43],[44]. La propreté, la compacité du procédé ne manquent pas d'attrait, surtout quand on s'avise de la rareté des sites propices à la réserve pompée et des longs délais qu'en exige l'installation. Le stockage par air comprimé fait déjà l'objet d'études en relation avec des projets d'éoliennes[45],[46] mais tant que son usage sera lié à la présence d'un réservoir naturel (cavité souterraine, par exemple) la diffusion de cette méthode sera forcément limitée. Enfin, les roues d'inertie et les électro-aimants superconducteurs constituent des solutions d'une grande autonomie, dont les avantages comparatifs ressortent à l'inspection du Tableau 9[47].

4.2 LES FILIÈRES NOUVELLES

Aucune des formes regroupées sous ce chef n'a déjà pris place dans l'arsenal énergétique du Québec et la plupart n'ont donné lieu qu'à des réalisations modestes même à l'étranger. Parmi les énergies non renouvelables, une seule retiendra de fait l'attention : la fusion thermonucléaire. Les relevés effectués par le Ministère des Richesses Naturelles n'indiquent pas la présence de points chauds ou de gradients abrupts de la température à une profondeur convenable sous le sol du Québec : à moins d'indication contraire, force est donc d'ignorer l'option géothermique. Tant les sables que les schistes bitumineux brillent également par leur absence, mais avant de les exclure il importe de souligner une possibilité intéressante. Les relations particulières du Québec avec le Vénézuéla, son principal fournisseur de pétrole, l'amèneront peut-être à collaborer à l'exploitation des sables bitumineux dont ce pays recèle de vastes gisements.

Les sources renouvelables - énergie marémotrice, éolienne et solaire - offrent des perspectives qu'il faudra évaluer. Chez les formes secondaires, finalement, on examinera les méthodes de conversion directe appliquées à la production de l'électricité et la technologie des combustibles artificiels.

4.2.1 La fusion thermonucléaire

Même ses plus chauds partisans n'escomptent pas que la fusion atteindra l'étape commerciale avant l'an 2000 ni qu'elle apportera une contribution notable à la satisfaction des besoins énergétiques du monde avant 2020. Car il reste encore à faire la preuve expérimentale que ce type de réaction est capable de fournir de façon soutenue et contrôlée plus d'énergie qu'il n'en consomme. Néanmoins les promesses de la fusion sont trop alléchantes pour qu'on ne lui consacre pas en nombre de pays des programmes très importants. Parce qu'elle tire de l'eau son combustible principal, le deutérium, et que l'approvisionnement en lithium, l'autre matériau-souche, ne cause pas de soucis, on peut en effet considérer la fusion thermonucléaire comme une source virtuellement inépuisable d'énergie.

Nombre de problèmes à caractère technologique sollicitent déjà l'attention des chercheurs mais l'étude des plasmas à très haute température et des méthodes les mieux adaptées à leur confinement demeure au centre des préoccupations actuelles. La voie classique est celle du confinement magnétique et, entre tous les systèmes conçus en fonction de cet objectif, les gros paris vont au Tokamak. L'U.R.S.S., les Etats-Unis et la France ont en chantier des appareils dont l'entrée en fonction, vers la fin de la décennie en cours, pourrait amorcer - voire conclure - la démonstration finale du processus par confinement magnétique.[48] Ni le Conseil des Sciences[22], ni l'Energie Atomique du Canada[49], ni même le projet Fusion-Canada (qui rassemble les principaux organismes canadiens,

v.g. IREQ, RCA, INRS, à l'oeuvre dans le secteur de la fusion thermonucléaire) ne recommandent pourtant que le Canada cherche à reproduire ces travaux coûteux. Cette abstention vaut a fortiori pour le Québec en dépit de l'intérêt que, mal pourvu de ressources énergétiques, il devrait logiquement porter à une source comme la fusion.

Faut-il en déduire que toute participation est à proscrire ? Bien au contraire. A défaut d'un programme autonome et complet de fusion thermonucléaire, la prudence paraît exiger qu'on mette au moins l'accent sur la collaboration internationale et qu'on axe les efforts proprement canadiens (et québécois) sur quelques problèmes spécialisés : symbiose fission-fusion, résistance des matériaux au bombardement neutronique, etc. La valeur d'échange de ces contributions pourra, dans deux ou trois décennies, s'avérer un atout précieux.

Les travaux réalisés au Québec sur la technologie et l'exploitation des lasers offrent aussi quelque intérêt dans le cadre des recherches mondiales sur le confinement inertiel des plasmas thermonucléaires. Dix ans plus jeune que les techniques rivales fondées sur le confinement magnétique, la fusion par laser reçoit aujourd'hui une part tout à fait respectable des budgets (civils ou militaires) consacrés par diverses nations à la recherche thermonucléaire. Mais la physique en est encore mal connue et peut réserver des surprises. Les études fondamentales menées à l'IREQ sur les phénomènes qui accompagnent les microexplosions lasers tirent leur justification de cette perspective. Il n'est pas improbable toutefois que les recherches québécoises sur les techniques lasers trouveront finalement leur application principale dans un secteur étranger à la fusion, bien que tout à fait pertinent aux problèmes de l'énergie : la production de l'eau lourde.

Le Tableau 10[(50)] fournit une mesure relative et absolue de l'effort consenti au domaine de la fusion par l'agence fédérale des Etats-Unis sur la recherche énergétique (ERDA). Il met en relief les parts respectives de la fusion laser et du confinement magnétique.

TABLEAU 10. Budgets fédéraux de recherche sur l'énergie aux Etats-Unis (ERDA) (en millions de dollars)

Secteur	Année		Augmentation '77/'76 (%)
	1976	1977	
Programmes civils sur l'énergie			
Conservation	75	120	60.0
Energie fossile	398	477	19.8
Energie solaire	115	160	39.2
Energie géothermique	31	100	222.0
Fission nucléaire	602	823	36.6
Fusion nucléaire			
Confinement magnétique	167	291	74.1
Fusion laser	84	101	20.2
Total fusion	(250)	(392)	56.8
Cycle du combustible nucléaire	173	347	99.9
Contrôle de l'environnement	13	16	23.0
Recherches auxiliaires	403	430	6.7
Total	2 060	2 865	39.0
Enrichissement de l'uranium	342	686	100.1
Programmes militaires	1 627	1 943	19.4
Recherches spatiales et fondamentales	222	263	18.5
Programmes de support	227	291	28.2
Grand total	4 478	6 048	35.0

4.2.2 L'énergie marémotrice

L'usine marémotrice n'est pas la transposition pure et simple à l'embouchure d'un fleuve ou au fond d'une baie des aménagements hydrauliques effectués à l'intérieur d'un pays. Forte amplitude des marées, grand volume des réservoirs, étroitesse du goulot qui fait communiquer le bassin d'amont avec la mer ouverte : ce que l'on a appelé la "houille bleue" des marées ne sera jamais capté qu'à ces conditions, rarement réunies. Un tel concours d'accidents géographiques ne se présente au Québec qu'à la baie d'Ungava. L'Hydro-Québec estime pouvoir y cueillir entre 5 000 et 9 000 MW[21]. Ces chiffres supportent honorablement une comparaison avec ceux du meilleur site canadien : les études en cours considèrent en effet qu'on peut extraire de la baie de Fundy à peu près 88 milliards de kilowatt-heure par an[51].

Mais il apparaît improbable qu'on puisse exploiter le potentiel marémoteur de la baie d'Ungava d'ici l'an 2000. Car les ouvrages complexes et imposants de stockage pénalisent lourdement les installations marémotrices et les immobilisations qu'elles exigent s'avèrent prohibitives dans une période où le loyer de l'argent se fait très cher[52]. D'ailleurs la technologie des marées vient à peine de faire ses débuts, créée de toute pièce à l'embouchure de la Rance; faut-il s'étonner que cette usine française, qui fonctionne depuis 1966, n'ait pas d'emblée démontré hors de tout doute la rentabilité d'une source nouvelle d'énergie ?

Les projeteurs de la Rance ont cependant fourni une contribution riche d'avenir en apportant des perfectionnements essentiels au groupe-bulbe. Ce type nouveau de turbine hydraulique, extrêmement compact et seul capable d'utiliser avec un bon rendement une hauteur de chute de l'ordre de 15 à 20 pieds, pourrait en principe faire une carrière intéressante sur les fleuves et rivières du Québec, où les plus fortes dénivellations ont déjà été équipées.

4.2.3 L'énergie solaire

Energie diffuse, l'énergie solaire se prête mal à l'exploitation à grande échelle. A moins de la concentrer, il faudrait une surface de captage de 30 à 60 kilomètres carrés pour obtenir l'équivalent en énergie d'une usine thermique ou nucléaire de 1 000 mégawatts. Il s'agit en outre d'une énergie intermittente qui fluctue au rythme du jour, des saisons et des conditions atmosphériques; si l'on veut en accroître la disponibilité et le facteur de charge, il faut donc savoir la stocker. Assurément, la solution de ces problèmes technico-économiques n'apparaît pas hors de portée, mais on estime que le stade actuel du développement équivaut à celui de l'énergie nucléaire au seuil des années cinquante.

C'est au chauffage des locaux, l'application la plus simple et directe, qu'universellement on pense affecter en premier lieu cette forme d'énergie.(54) Au Québec-même, deux maisons solaires - l'une à La Macaza, dans les Laurentides, une seconde dans les Cantons de l'Est - fournissent à l'heure qu'il est des données expérimentales dont pourront s'instruire les architectes de demain. Précisons-le toutefois : dans l'état présent de la technologie, l'installation du chauffage solaire ajouterait environ 10% au coût d'une habitation. En outre, même si l'on fait appel à une source auxiliaire d'énergie classique, les réservoirs de stockage occuperaient une fraction importante du sous-sol - une partie de la maison à laquelle le propriétaire québécois attache traditionnellement une certaine valeur pratique.

Avant 1985, il serait illusoire d'escompter que l'énergie solaire contribue davantage qu'un faible appoint au chauffage des locaux. Le stock existant de bâtiments qu'il serait impossible ou trop coûteux de convertir au chauffage solaire, plus la concurrence toujours vive de systèmes conventionnels ne permettront pas à une technique nouvelle de pratiquer rapidement une brèche importante dans un marché aussi conservateur que celui de la construction. Seule une incitation forte au niveau gouver-

nemental - par le biais de prêts ou d'abattements fiscaux, par exemple - saura convaincre cette industrie de masse d'accepter sans autre une formule selon laquelle un faible coût de fonctionnement compenserait les frais élevés d'implantation d'un système en rodage.(55),(56)

Il reste que l'énergie solaire, par son ubiquité et son abondance, par l'innocuité de ses formes naturelles, s'est acquise une respectabilité nouvelle auprès des planificateurs, du moins pour l'après 2000. Les deux pays les plus actifs quant aux recherches sur l'énergie solaire sont les Etats-Unis et le Japon. Les programmes américains de l'ERDA prévoient pour l'ensemble des techniques solaires un apport maximal à la satisfaction des besoins domestiques qui, de 7% en fin de siècle, pourrait se hausser à 25% en l'an 2020.(57) Même si le climat canadien n'autorise pas tant d'optimisme, les budgets accrus que lui consacrent les agences fédérales témoignent aussi d'un regain marqué d'intérêt envers l'énergie solaire. De fait, le Bruce Institute de l'université McGill étudie - à modeste échelle - les méthodes d'utilisation de l'énergie solaire et ses variantes depuis 1959. Mais, l'Office canadien de la recherche sur l'énergie préconisait récemment une accélération soudaine des efforts nationaux en ce secteur.(58)

Pour que l'énergie solaire soit en mesure, dans deux ou trois décennies, de livrer une véritable concurrence à la fission et la fusion nucléaires, elle devra selon toute vraisemblance faire la preuve de sa rentabilité dans la production de l'électricité. Tant les photopiles que les turbomachines savent dès aujourd'hui effectuer la conversion de l'énergie solaire en électricité, mais l'une et l'autre méthode mènent encore à des coûts exorbitants. Ainsi, le prix des cellules solaires doit baisser d'un facteur voisin de 50 avant que l'électricité photovoltaïque obtienne droit de cité. En principe, l'épaisseur de la couverture neigeuse durant les longs hivers québécois pose un obstacle majeur à l'introduction de centrales solaires. Il n'est pas dit, toutefois, que les panneaux de photopiles doivent s'étaler sur un plan horizontal; songeons seulement à la trajectoire relativement basse qui caractérise ici le soleil d'hiver.

Si l'on néglige l'esthétique et les servitudes imposées à des aires plus ou moins vastes - certes, l'expérience des pylônes inspire quelque doute à ce propos - la conversion directe du rayonnement solaire en électricité ne perturbera guère le milieu physique et humain. Il n'en sera plus de même dans l'hypothèse où le mode classique de transformation, fondé sur l'emploi des turbomachines, s'imposera plutôt aux concepteurs de centrales solaires. Or, la grande installation expérimentale de Tachkent, en U.R.S.S. se propose justement d'étudier cette alternative, qui exige une concentration modeste de l'énergie solaire (à l'aide de miroirs de faible qualité optique) et la production de vapeur à pression élevée. Le rendement thermodynamique d'usines semblables aura peine à atteindre 30%; ainsi, à supposer qu'on en démontre un jour la compétitivité, elles produiront nécessairement les mêmes effets de pollution thermique qu'on reproche aujourd'hui aux centrales à combustible fossile ou nucléaire.

4.2.4 L'énergie éolienne

La carte éolienne du Québec (Fig. 13)[59] le fait bien voir : les régions balayées par les grands vents coincident rarement avec les fortes densités de population. Le pourtour du Golfe Saint-Laurent attire cependant le regard. Il saute aux yeux que la Côte Nord et les Iles-de-la-Madeleine, deux régions que n'atteint pas le réseau de l'Hydro-Québec, offrent a priori des caractéristiques attrayantes; chacune est suffisamment peuplée pour exiger des installations unitaires de cent kilowatts et plus, suffisamment éloignée des grands centres pour que le coût de l'énergie produite par les moyens habituels - groupes diesel le plus souvent - s'y avère prohibitif. Il se trouve précisément que, dans la gamme de puissances d'intérêt pour les localités isolées de ces régions, le prix initial des éoliennes rejoint celui des sources concurrentes d'énergie; le kilowatt-heure, par contre, peut fort bien être trois ou quatre fois meilleur marché dans le premier cas que dans le second[60].

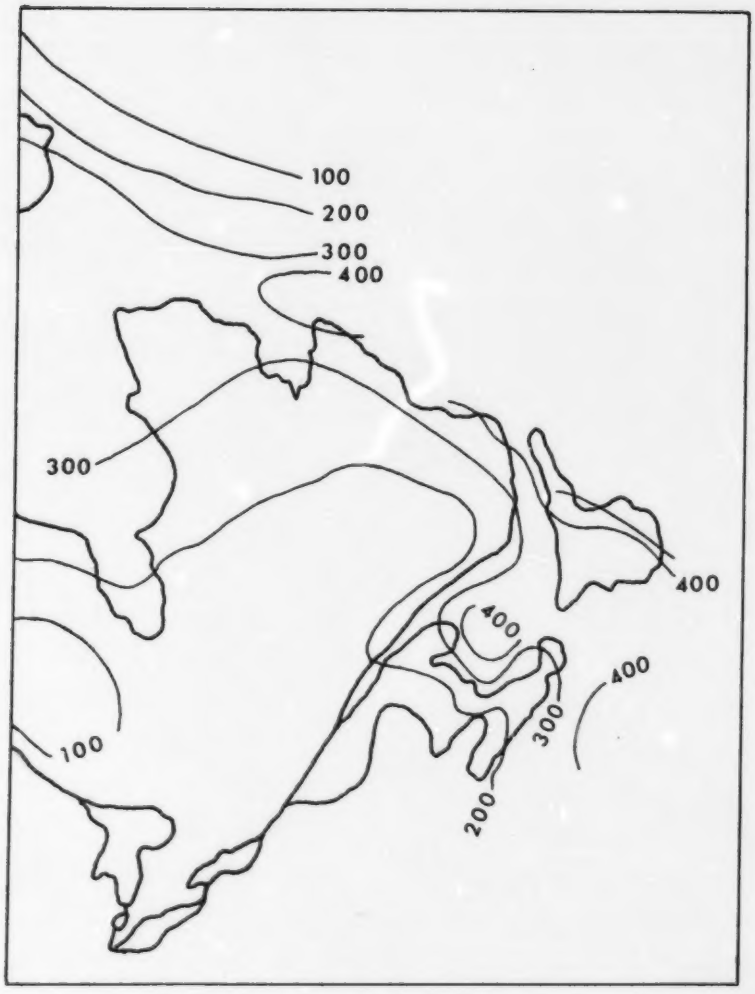


FIGURE 13. Puissance moyenne des vents au Québec (kW/mi^2)

On ne s'étonne pas que les travaux entrepris conjointement par l'IREQ et le Conseil National de la Recherche visent justement l'approvisionnement énergétique des Iles-de-la-Madeleine[46]. Mais si les éoliennes peuvent ultérieurement convoiter le marché du Nouveau-Québec, après avoir gagné de proche en proche le détroit de Belle Isle, on peut douter qu'elles effectuent une percée majeure vers les basses latitudes, bien desservies par le réseau de l'Hydro-Québec. Un programme quinquennal de recherches lancé en 1973 par les Américains se propose, il est vrai, d'étudier expérimentalement divers systèmes éoliens capables de produire à l'unité 10 mégawatts de puissance électrique : l'objectif mesure à la fois les progrès et les limites de la technologie. Qu'on s'imagine une centaine de tours distribuées sur une centaine de kilomètres carrés, hautes de quelques centaines de mètres et portant chacune un jeu de pales dont le diamètre se mesure en dizaine de mètres : tel serait en gros l'équivalent, assez encombrant, d'une centrale moderne de type classique.

Peut-être cependant les éoliennes se diffuseront-elles plutôt vers l'autre extrémité de l'échelle des puissances. En nombre de pays, des expériences sont actuellement en cours sur l'électrification par le vent des fermes et maisons isolées[60]. La technologie des aéro-générateurs de 10 kilowatts et moins est désormais assez bien maîtrisée, mais il reste encore à en accroître la rentabilité et surtout à mettre au point des méthodes convenables de stockage.

4.2.5 Les piles à combustible

Exception faite de la cellule photovoltaïque, la pile à combustible offre à l'industrie de l'électricité le mode, en principe, le plus immédiatement accessible d'éviter l'emploi des turbomachines et, quand il y a lieu, les contraintes imposées par le cycle de Carnot. En effet, parmi les autres techniques envisagées (voir Figure 14) pour la conversion directe de l'énergie primaire en électricité, seul l'effet

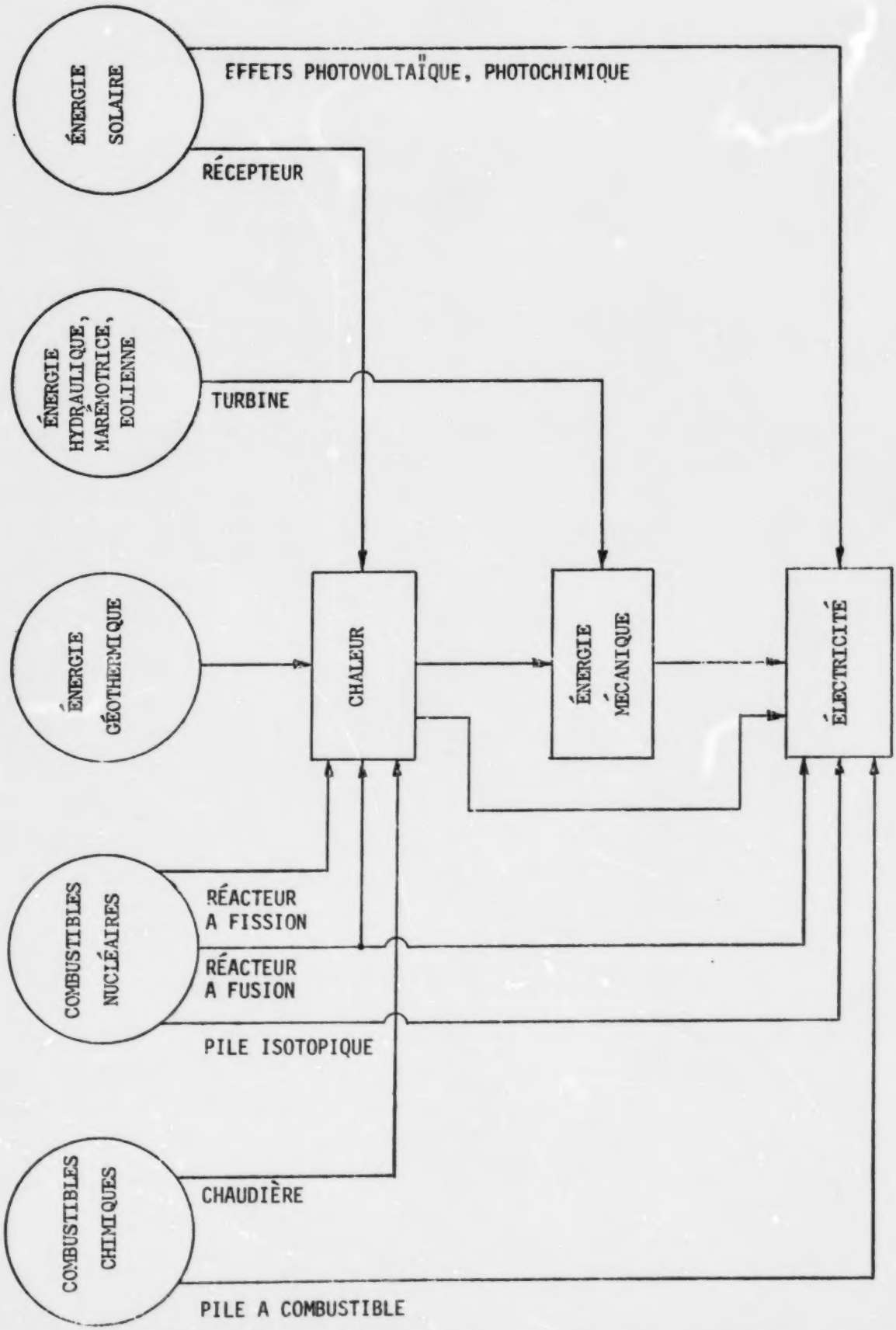


FIGURE 14. Conversion de l'énergie primaire en électricité

magnétohydrodynamique offre quelque chance de succès d'ici une décennie ou deux. Mais les Russes, à l'avant-garde de la recherche MHD, ne prévoient pas qu'une installation prototype de taille commerciale entre en service avant 1985[61]. D'ailleurs, les hautes températures qu'en exige l'application ne seront pas disponibles de sitôt au Québec, privé de combustibles fossiles et tablant quant à la fission nucléaire sur la filière CANDU, où même les caloporteurs de l'avenir resteront aux alentours de 400°C.

La pile à combustible incorpore - c'est là son maître atout - un moyen d'opérer de façon quasi parfaitement réversible, c'est-à-dire sans perte d'énergie, une combustion chimique. Dans une société qui valorise la conservation des ressources, il est certain qu'un mécanisme jouissant de pareille caractéristique doit revêtir un grand intérêt. Malgré les contraintes imposées par le choix des matériaux, le rendement des systèmes pratiques atteint 65%; des valeurs plus élevées ne sont pas hors de portée, mais le coût du kilowatt installé augmente alors en flèche. Les services publics - l'Hydro-Québec y compris[62] - suivent de près l'évolution des piles à combustible, auxquelles le marché des centrales à faible puissance (quelques dizaines de mégawatts) pourrait s'ouvrir avant la fin du siècle.

L'espoir lointain, comme dans le cas de l'énergie éolienne ou solaire, réside dans une compression des investissements requis pour le transport de l'électricité, le concept d'une énergie essentiellement décentralisée s'opposant à la prolifération des barrages et des parcs nucléaires. Les dures réalités de la technologie et de l'économique laissent plutôt présager dans l'avenir prévisible une collaboration fructueuse de la pile à combustible et de la turbomachine. En effet, les progrès rapides des années soixante dans l'évolution des piles à combustible semblent avoir plafonné et, pour l'instant, il reste à gagner un facteur deux sur les frais de premier investissement et la durée de vie des installations avant de parvenir au seuil de la rentabilité.

4.2.6 Les combustibles artificiels

En dépit de l'essor que connaît présentement l'électricité, les combustibles selon toute probabilité se succéderont à eux-mêmes dans une large mesure. Le coût élevé du transport et les difficultés du stockage associés à l'énergie électrique se ligueront à l'inertie d'un système fondé sur l'usage des combustibles pour assurer cette résurrection.

Les sections précédentes ont fait état des efforts consacrés à la gazéification et la liquéfaction du charbon. L'appendice, rédigé par le Dr Guy Bélanger de l'IREQ et le professeur Dominique Piron de l'Ecole Polytechnique, discute des possibilités offertes par l'hydrogène, en qui d'aucuns voient le combustible de l'avenir. Le "tout à l'hydrogène" a même ses champions[63] qui défient les bannières du "tout électrique". Sans épouser ces vues extrêmes, il paraît raisonnable d'envisager une ère pas trop lointaine où l'électricité et l'hydrogène desserviront les usagers de l'énergie secondaire en exploitant les ressources primaires fournies par le soleil, la fission et la fusion nucléaires. Le Québec, présentement défavorisé sur le plan énergétique, aurait tout à gagner de cette éventualité, où les caractéristiques régionales du sous-sol exercent une influence minimale sur les possibilités d'équipement.

Aux côtés de l'hydrogène, le méthanol et l'ammoniaque ont aussi leurs partisans. L'ammoniaque, dont la synthèse s'effectue normalement à partir de l'hydrogène et de l'azote, se présente surtout comme un véhicule particulièrement économique de l'hydrogène bien qu'il puisse en assumer la plupart des fonctions énergétiques. Quant au méthanol, c'est d'abord son aptitude à remplacer l'essence dans les moteurs à combustion interne qui lui vaut la faveur dont il jouit en prospective. Sa production peut se raccrocher au charbon, mais il appartiendra à l'avenir de trouver une source alternative de carbone - un composant essentiel du méthanol -

capable de remplacer la houille quand elle se fera coûteuse et rare. On reluque le plus souvent les forêts qui, il y a un siècle, pourvoyaient déjà de méthanol la France impériale; le coût élevé de l'abattage et du transport découragèrent cependant des initiatives prématurées dans cette voie. Les déchets organiques - dont les possibilités d'applications sont, elles aussi, limitées par les problèmes de la cueillette - soulèvent également quelques espoirs(64).

Les Services de protection de l'environnement du Québec ont, l'an dernier, chargé un groupe d'étude d'évaluer les possibilités techniques et économiques de la pyrolyse comme moyen de recycler les déchets de la région métropolitaine. Les gaz pyrolytiques peuvent être affectés directement comme matière combustible soit à des fins de chauffage urbain ou industriel, soit à la production d'électricité. On peut encore, si l'on préfère, en tirer une huile pyrolytique dont le taux de production pourrait atteindre 3 800 barils/jours en 1980, 9 000 barils/jour en l'an 2000. Il est enfin loisible de considérer la pyrolyse des déchets comme une source de matière première : le procédé pourrait alimenter en 1980 une usine de fabrication d'ammoniaque d'environ 1 000 tonnes/jour ou une usine de méthanol d'environ 700 tonnes/jour(65). On voit que ces techniques, tout en contribuant à la protection du milieu physique, peuvent effectivement satisfaire à quelque 3-5 pour cent de la demande énergétique de la province si l'on en généralise l'usage à tous les centres urbains d'une certaine importance.

5. LA TECHNOLOGIE DE LA CONSERVATION

Au Québec, autant et plus que dans le reste du Canada, généralement mieux pourvu d'énergie classique, une comparaison entre l'ampleur absolue et les taux de croissance actuels de la demande, d'une part, les perspectives offertes par les filières traditionnelles et nouvelles d'énergie,

d'autre part, démontre à l'évidence la nécessité d'une réorientation des attitudes et des pratiques en usage au regard de l'énergie. Les difficultés de l'approvisionnement, les atteintes à l'intégrité du milieu physique ou humain, le poids soudainement accru des dépenses énergétiques dans l'économie nationale soulignent l'urgence d'établir un juste équilibre entre développement et conservation[66].

Certes, la flambée des prix contribuera à ajuster la demande, l'Etat instituera des contrôles additionnels, incitera l'industrie à réformer les structures tarifaires et les attitudes sociales seront peut-être davantage inspirées par les responsabilités de l'homme contemporain envers la nature et les générations à venir[9]. Mais l'amélioration du rendement technologique au niveau de la production et de l'utilisation constitue sans doute une condition minimale que doit respecter tout schéma rationnel de conservation. Les sections précédentes ont relevé plusieurs recours auxquels s'adressera l'industrie de l'énergie pour diminuer ses taux d'autoconsommation. Les progrès envisagés dans le transport et le stockage de l'électricité prennent un relief particulièrement accusé au Québec, comme d'ailleurs les avantages potentiels des combustibles artificiels. On a signalé les contributions probables de la conversion directe et des sources renouvelables d'énergie.

Avant de considérer plus en détail les développements de la mise en oeuvre, il convient de s'arrêter un moment à un mode de gestion intégrée qui fait charnière entre la production et l'utilisation : les procédés dits d' "énergie totale". Ils ont pour motivation commune une observation familière : la chaleur et l'électricité constituent de loin les formes principales d'énergie au stade de la consommation. Les interactions mutuelles entre ces deux formes énergétiques et l'importance du gaspillage associé aux rejets thermiques suggèrent qu'on effectue une intégration aussi étroite que possible des filières énergétiques et des applications finales. Génération de l'électricité, chauffage des locaux et procédés industriels de transformation forment ainsi les sommets d'un

triangle qu'une politique de conservation reliera fructueusement. Ainsi, l'usine sidérurgique et la papeterie peuvent affecter à la production de l'électricité les flots de vapeur qu'elles engendrent, comme c'est d'ailleurs souvent le cas à l'étranger[67]. Inversement, le "nuplex" mettra en couplage direct un réacteur nucléaire et un groupe d'usines consommatrices de vapeur, avec un gain de rendement global voisin de 20 à 30%[68]; un parc industriel comme celui de Bécancour offre certaines possibilités à cet égard. Enfin, le chauffage urbain par canalisations souterraines représente un autre emploi possible de l'énergie produite en centrales et, de fait, plusieurs municipalités européennes (en U.R.S.S., en Suède, en Allemagne) en tirent une épargne totale qui peut atteindre 30% pour une ville de 400 000 habitants.

Les sections qui suivent examineront les mécanismes de conservation auxquels le Québec pourra faire appel dans chacun des quatre grands secteurs de la consommation énergétique.

5.1 LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Sous un climat aussi rude que celui du Québec, on ne s'étonne pas que le chauffage des locaux industriels, commerciaux et résidentiels absorbe à peu près le tiers de l'énergie consommée et qu'environ la moitié de cette fraction soit destinée aux logis. De fait, le chauffage des locaux et de l'eau représente 80% des besoins énergétiques de l'habitation moyenne. Comme dans la plupart des pays occidentaux[11], les normes d'isolation thermique en usage ne conduisent pourtant qu'à des rendements très médiocres : elles remontent à une époque, somme toute pas trop éloignée, où l'énergie était encore bon marché et les matériaux isolants onéreux.

Le chauffage de l'habitation québécoise s'alimente à l'huile (77.5%), au gaz (7.2%), à l'électricité (12.3%) ou au bois (2.8%). Cette

répartition diffère nettement de l'usage observé dans l'ensemble du Canada : huile (54%), gaz (37%), charbon (1%), électricité (8%). Elle reflète d'une part l'absence du gaz naturel sur une partie importante du territoire québécois, d'autre part l'abondance et le bas prix relatifs de l'hydroélectricité. Par surcroît, le pourcentage des unités domiciliaires du type "tout-à-l'électricité" s'accroît rapidement : il atteignait presque 58% en 1974 parmi les nouvelles mises en chantier. La propagation rapide du chauffage à l'électricité constitue de fait un facteur important de l'augmentation globale constatée ces dernières années par l'Hydro-Québec dans le volume de ses ventes[7].

Or, le développement du chauffage électrique, qui fait appel à une énergie généralement coûteuse, a amené la définition de normes améliorées d'isolation thermique sans lesquelles les dépenses d'exploitation auraient été prohibitives. Ainsi, entre la maison de type NOVELEC et l'habitation construite selon le code plus habituel de la construction domiciliaire, l'expérience indique un écart supérieur à 30% dans la quantité d'énergie consacrée au chauffage.[69] Le chauffage électrique offre en outre l'avantage précieux d'un recours potentiel à un large éventail de ressources primaires.

On estime présentement à 2 ou 3% la majoration du prix d'une maison qu'entraîne le passage d'une isolation thermique conventionnelle à une isolation optimale, c'est-à-dire telle que le coût du chauffage intégré sur toute la vie de l'habitation soit réduit au minimum.[11] Dans une bâtisse existante, l'adoption de contre-fenêtres et de portes doubles permet déjà d'accroître fortement l'étanchéité et de réduire du quart environ la note de chauffage; l'insertion d'isolant additionnel sous la toiture et dans les murs porterait l'économie globale aux alentours de 40%.[70]

Même quand il profite d'une isolation thermique nettement supérieure aux normes habituelles, le chauffage de l'habitat par effet Joule reste assez ruineux en regard des performances offertes en

principe par la pompe à chaleur. Cette machine, capable de transférer la chaleur d'un réservoir à basse température à un autre plus chaud, atteint des rendements tout à fait remarquables ; le rapport entre les calories produites et consommées se situe couramment entre 2 et 8. Le manque de fiabilité et le coût d'investissement élevé qui ont découragé plusieurs utilisateurs potentiels n'ont pas empêché l'Electricité de France, par exemple, d'animer le développement de la pompe à chaleur tout autant que celui de l'isolation thermique.(71) Malheureusement, la performance de la pompe à chaleur se détériore vite à mesure que l'écart grandit entre la température du réservoir chaud et celle du réservoir froid. Son intérêt s'amenuise fatalement sous les hivers glaciaux du Québec, mais une efficacité double des valeurs accessibles au chauffage ohmique y est techniquement réalisable dès à présent.(69)

5.2 LE SECTEUR COMMERCIAL

L'ingénierie traditionnelle n'a guère pris note d'une caractéristique importante du secteur tertiaire : l'interaction des usages principaux (chauffage, climatisation, éclairage) auxquels on réserve l'énergie. Sans doute les pratiques du marché immobilier n'ont-elles pas favorisé l'innovation. La règle a longtemps voulu, en effet, qu'on rogne au maximum le coût initial des édifices destinés à la vente ou la location à long terme, avec un minimum d'égard pour les dépenses de fonctionnement. On retrouve ici les mêmes conditions qui, dans l'aciérie ou la verrerie, donnent prise aux schémas d'énergie totale. En un cas comme dans l'autre, une technologie devenue économe s'attachera à promouvoir des solutions intégrées plutôt qu'une juxtaposition de réponses distinctes à des problèmes considérés comme spécifiques.

Dans les grands complexes modernes, tout électriques et bien isolés, où l'emploi de la pompe à chaleur s'ajoute à des mesures explicites de conservation comme le recyclage de la chaleur extraite (sur les luminaires entre autres), le rendement global peut atteindre le double ou

le triple de celui qu'on observe dans les édifices conventionnels chauffés à l'huile ou au gaz, réfrigérés par un système ohmique. L'hotellerie, les locaux hospitaliers peuvent utilement se prévaloir de telles améliorations aussi bien que les édifices à bureaux.

Une étude américaine[72] conclut à une épargne réalisable de 40% sur la consommation d'énergie dans les bâtiments nouveaux, à 20% dans les édifices existants, sans qu'on doive outrepasser les limites économiques fixées par l'investissement initial.

5.3 LE SECTEUR DES TRANSPORTS

En pourcentage et - dans le cas du pétrole - en valeur absolue, le potentiel de conservation est encore plus élevé dans le secteur des transports que sur les marchés domiciliaire et tertiaire. Puisque la route absorbe, au Canada, les trois quarts de la dépense énergétique associée au transport, il est normal que l'accent de la conservation soit placé sur l'automobile, dont nombre d'études ont signalé l'efficacité médiocre.[73],[74]

Un premier objectif logique sera d'abaisser la consommation d'énergie requise par la voiture moyenne pour franchir l'unité de distance. Pour impopulaire qu'elle soit, une réduction de la vitesse permise constitue un recours immédiat. Ainsi, en réduisant de 70 à 55 milles à l'heure la limite maximale, comme le Québec entend le faire incessamment, une épargne de 15 à 20 pour cent sur la consommation d'essence est théoriquement accessible. Mais le chauffeur moyen se satisfait de 10% de la puissance maximale pour un peu moins de la moitié du temps qu'il passe au volant. Or, la performance des moteurs actuels n'est optimalisée qu'à pleins gaz : en recherchant un meilleur rendement à charge partielle, il est possible d'économiser au moins 30% du combustible[75], voire peut-être 50%[76] du combustible. Les mesures édictées par le gouvernement fédéral en février 1976 trouvent ici tout leur sens :

on s'explique qu'on soit en mesure d'exiger des fabricants une performance moyenne de 24 milles au gallon dès 1980, de 33 milles au gallon cinq ans plus tard.

Des progrès ultérieurs de l'appareil propulsif et, en particulier, l'introduction de la traction électrique n'exerceront des effets appréciables qu'au delà de 1985. On ne s'étonne pas que l'IREQ s'intéresse de près à l'évolution des véhicules électriques : le Québec, trop assujetti au pétrole, doit vouer un intérêt de principe à une solution de rechange qui fasse appel à ses ressources indigènes d'énergie. Le Royaume-Uni reste aujourd'hui le seul pays qui ait réussi à créer un marché - celui des camionnettes de livraison - à la propulsion électrique.(77) Sa faible autonomie et ses performances modestes limitent les possibilités du véhicule alimenté par l'accumulateur au plomb; le rayon d'action n'en est que de 70 milles, la vitesse maximale de 50 milles à l'heure. Il n'est pas à exclure cependant que l'accumulateur sodium-soufre soit en mesure d'ici dix ans d'allonger à 100 milles la portée de l'automobile électrique. Selon des travaux récents effectués aux Etats-Unis(78), 20% des voitures vendues, 10% des voitures en circulation en l'an 2000 seront vraisemblablement mues à l'électricité.

Quel que soit le mode de traction l'allègement du véhicule, par l'emploi d'un matériau léger comme l'aluminium ou par une simple diminution de taille, procure des épargnes directement proportionnelles à la réduction de poids. S'il oblige à sacrifier le confort de la grande voiture, il se traduit par un coût inférieur à l'achat et ne fait pas violence à l'engouement désormais enraciné pour la voiture privée.

Le transport en commun ne touche qu'une si faible fraction des populations urbaines et les délais d'installation des systèmes nouveaux à grande vitesse et fort rendement sont si longs qu'on ne peut guère escompter qu'ils apportent à court terme une contribution importante à l'économie de l'énergie. Dans une large mesure, les progrès techniques au sein de l'industrie de l'automobile contrecarreront les effets du renchérissement du pétrole. A moins de changements

TABLEAU 11. Consommation totale d'énergie pour divers modes de transport urbain (x 10^3 Btu)

Mode / Consommation	Automobile(1973)		Autobus diesel	Rame ferroviaire rapide (Type BART)	Taxibus	Bicyclette	Motocyclette
	3 600 lb	2 000 lb					
a) Energie par véhicule-mille							
Fonctionnement	10.9	5.56	29.6	52.9	18.4	0.14	2.05
Manufacture du véhicule	1.32	0.72	0.96	1.37	1.84	0.14	0.17
Construction de la voie	0.10	0.10	0.27	2.39	0.17	0.05	0.10
Total	12.3	6.98	30.8	56.7	20.4	0.33	2.32
b) Energie par siège-mille disponible	2.05	1.60	0.77	0.79	2.04	0.33	1.16
c) Energie moyenne par passager-mille	8.9	4.6	3.8	2.6	10.2	0.33	2.1

majeurs au niveau des attitudes sociales, il serait illusoire de s'attendre à un transfert massif de la voiture privée à l'autobus ou au métro. C'est plutôt en fonction de réaménagement progressif des espaces urbains que s'effectueront vraisemblablement les perfectionnements, valables sur le plan de la conservation énergétique, des transports publics. Telles sont du moins les conclusions auxquelles en est venu[79] le Bureau américain de Conservation de l'Energie et l'on ne voit pas pourquoi elles ne s'appliqueraient pas au Québec. Le Tableau 11[73] met en rapport la consommation totale d'énergie pour divers modes de transport urbain.

Le métro (à traction électrique) et l'autobus diesel (et plus tard électrique) ne sont près, semble-t-il, ni de chasser l'automobile de la ville, ni de céder place à de nouveaux modes de transport urbain. Mais sur les moyens et longs parcours entre les agglomérations, le train et l'aérobus se posent en concurrents sérieux de l'automobile. En bonne logique, le souci d'épargner le pétrole impose un retour au chemin de fer. La surcharge et l'éloignement des aérogares, la congestion des centres urbains ne sauraient que faciliter l'introduction de rames ferroviaires à grande vitesse, capable de surclasser les solutions aériennes et routières.[81] L'axe Québec-Windsor, avec sa forte densité de population, se prête particulièrement bien à cette innovation. Le réseau de l'Hydro-Québec ne serait pas taxé grandement si l'on y amorçait l'électrification du rail, qu'une Europe moins bien pourvue en pétrole, a d'ores et déjà réalisée. Confiné aux longs trajets, l'avion quant à lui pourrait effectuer un gain de 50% sur le nombre de passagers-milles par gallon avec la diffusion des aérobus (il resterait, malgré ces progrès, deux fois moins efficace que la voiture privée d'aujourd'hui[82]).

5.4 LE SECTEUR INDUSTRIEL

Souvent accusé par une structure tarifaire orientée vers le développement, le bas prix de l'énergie et sa faible incidence (4% en moyenne pour l'ensemble du Canada) sur les coûts de production n'ont guère encouragé l'industrie à choisir son équipement ou à définir ses méthodes en retenant d'autres critères que les frais initiaux de l'installation, les exigences en matières premières et en main-d'oeuvre. A défaut

d'une révision en profondeur des barèmes, la hausse générale des prix aussi bien de l'électricité que des combustibles primaires devrait sous la pression des gouvernements créer un climat propice à l'adoption de mesures telles que le recyclage des matériaux et la récupération de la chaleur résiduelle. Certes, le remplacement du matériel peut exiger des investissements considérables et, dans une période où le loyer de l'argent est élevé, il est raisonnable de penser que le processus de renouvellement ne sera pas très rapide. Néanmoins, tant les prévisions américaines[72] que les consultations récentes menées par les instances fédérales auprès de l'industrie canadienne laissent à penser qu'une économie de l'ordre de 15% est parfaitement réalisable dès 1985.

Les pâtes et papiers, les métaux, le ciment et le verre sont tous grands consommateurs d'énergie. En tête de liste sous ce rapport au Québec, l'industrie des pâtes et papiers est également celle où les systèmes d'énergie totale peuvent le plus facilement s'installer[83]. Ainsi, un moulin à papier de Thurso brûle les déchets issus de la production (écorce, liqueurs organiques) et utilise la vapeur engendrée pour s'alimenter en chaleur et en électricité[84]. Bien qu'une épargne de 55% ou plus sur les apports d'électricité puisse être effectuée par le passage en turbine de la vapeur issue des opérations chimiques, il semble que les papeteries canadiennes se prévalent généralement de cet avantage à un degré beaucoup moindre que leurs concurrentes de l'étranger[85]. Peut-être une entente de rachat avec l'Hydro-Québec induirait-elle certains grands manufacturiers du secteur à considérer la vapeur résiduelle - et le surplus d'électricité qu'elle peut générer - comme un sous-produit valable.

Par rapport aux matériaux vierges, la transformation du papier recyclé exige deux fois moins d'énergie. Aussi prévoit-on que la réutilisation plutôt que la combustion sera désormais la destination préférentielle du papier usagé. Vers 1990, l'industrie américaine entend recouvrer pour usage ultérieur 30% du papier usé et n'en réserver à la combustion qu'environ 20%[86].

C'est au poste des métaux que figurent les matériaux exigeant les plus grands débits d'énergie à l'unité de poids. Selon qu'il est coulé, forgé ou laminé, l'aluminium absorbe entre 60 000 et 75 000 kilowatts-heures par tonne entre le minerai et le produit fini; l'acier est quatre fois moins vorace, le cuivre deux à trois fois moins[87] Or, mentionnons-le pour mettre ces chiffres en relief, il ne faut tout de même fournir que 7 500 kilowatts-heures pour obtenir une tonne de papier. Comme les papeteries, les usines sidérurgiques du Canada n'ont pas souvent recours à la pratique, assez commune en Europe, d'affecter la vapeur de rejet à la production de l'électricité. De même, l'aluminerie québécoise - qui tire parti d'une houille blanche bon marché - s'affaire moins que ses consoeurs d'outre-frontière à développer des variantes du procédé électrolytique dont certaines promettent d'économiser environ 30% de l'énergie requise[10].

La récupération et le recyclage des métaux (fer, aluminium, cuivre, etc.) extraits des déchets urbains revêtent un intérêt certain sur le plan écologique, croissant d'un point de vue économique à mesure que s'affine la technologie de la ségrégation. Tri manuel, séparation magnétique, lévitation aérienne, méthodes optiques, procédés pyrométallurgiques ou hydrométallurgiques : l'industrie recourt fréquemment à l'une ou plusieurs de ces techniques pour lotir ses rejets mais les installations municipales - alimentées par des déchets beaucoup plus hétéroclites - ne s'en prévalent encore que rarement[88]. La teneur en énergie de ces ressources secondaires (voir Tableau 12) justifie les efforts importants consacrés à l'isolation et la remise en circulation des déchets métalliques[89]. Le cas de l'aluminium est particulièrement notoire : parce que le recyclage évite l'étape coûteuse de la réduction électrolytique, il offre un potentiel énorme et relativement inexploité.[90]

Quant au ciment et au verre, l'industrie manufacturière se convertit petit à petit à de nouveaux procédés, susceptibles de produire

TABLEAU 12. Le recyclage des métaux et les épargnes potentielles d'énergie[89]

Métal	Energie requise (10^6Btu) pour produire 1 tonne de métal		Epargnes potentielles (%)
	Minerai	Déchets urbains	
Métal ferreux	49	6.75	86
Aluminium	251	9.5	96
Cuivre	71	6.7	91

des économies appréciables d'énergie. La substitution d'une méthode sèche à la voie humide qu'empruntent classiquement dans l'industrie du ciment le broyage et le mélange des ingrédients promet une épargne globale de 35% ou plus sur l'énergie consommée. Pareillement, le passage du mode discontinu et traditionnel de préparation à une technique continue, amènera la verrerie à réaliser une épargne de 40% sur ses besoins énergétiques. Ajoutons que le verre, aussi bien que le papier et l'acier, exploite des températures élevées et engendre de forts volumes de chaleur résiduelle. Encore ici, l'industrie canadienne trouverait avantage à imiter l'entreprise européenne puisque la récupération des pertes énergétiques y conduit à des rendements de 30% supérieurs.[83]

N'oublions pas les plastiques. Leur réutilisation conduirait à des épargnes d'énergie de l'ordre de 75%. Malheureusement, la technologie n'a pas encore résolu de façon satisfaisante le problème du recyclage mais la recherche, stimulée par la cherté nouvelle des produits pétroliers, s'y intéresse activement, surtout aux Etats-Unis.[93]

6. DEUX ÉBAUCHES DE SCÉNARIOS

6.1 LES ÉLÉMENTS COMMUNS

Il est certain que la technologie québécoise ne tiendra pas le rôle décisif dans la satisfaction de la demande énergétique exprimée par la province au cours des vingt prochaines années. L'inertie du système, les longs délais requis pour l'introduction massive de filières nouvelles rendent même fort improbable, durant toute cette période, un bouleversement des structures énergétiques dû aux apports techniques de l'étranger. Au Québec aussi bien que dans l'ensemble du monde, le pétrole doit rester la source dominante d'énergie pour une ou deux décennies et, malgré les incertitudes de tout ordre qui planent aujourd'hui sur la disponibilité des ressources, il semble assuré que l'or noir pourra effectivement maintenir cette présence nécessaire, bien que dans une mesure décroissante.(91)

Donc, première tendance lourde dont s'informera forcément toute étude prospective sur l'offre d'énergie au Québec : le pétrole ne perdra que lentement de son importance actuelle et, les ressources canadiennes s'avérant insuffisantes ou trop onéreuses, il continuera à venir en majeure partie de l'étranger. L'approvisionnement sera par conséquent soumis aux aléas de la géopolitique où le pétrole constitue désormais un levier d'une puissance extraordinaire.(92)

L'hydroélectricité - et c'est la seconde tendance lourde au niveau de l'offre - demeurera la principale forme indigène d'énergie; la fin du siècle verra cependant l'épuisement des sites majeurs encore disponibles.

Enfin, la demande d'énergie - infléchie, il est vrai, par la stagnation de la population, la tertiarisation de l'économie, la flambée des prix et les mesures de conservation - continuera de s'accroître, si bien que la consommation présente sera multipliée par un facteur compris entre 1.75 et 3.0 d'ici 1995.

Alors que ces grandes orientations de l'offre et la demande véhiculent l'héritage d'un passé déjà long, les tensions et déséquilibres qui accompagnent

leur évolution trahissent la présence de facteurs nouveaux, porteurs de l'avenir.

Ainsi, sans que les structures actuelles de l'entreprise économique en soient bouleversées, l'évolution de la conjoncture énergétique exigera une présence plus active - et sans doute contestée - des instances gouvernementales au niveau du contrôle, sinon de la participation directe aux côtés de l'industrie privée. C'est à l'Etat qu'il incombe au premier chef de résoudre le dilemme posé par la gestion optimale des ressources et d'établir à tout moment un compromis acceptable entre la conservation et le développement. Ni le jeu spontané du marché, ni l'amélioration volontaire du rendement technologique ne paraissent aptes à garantir, au rythme et dans la mesure souhaitables, l'intégration des coûts sociaux, la protection du milieu physique et humain, l'assainissement des comptes nationaux minés par des importations massives d'énergie. La détermination de la demande, en particulier, sera vraisemblablement soumise à un effort de rationalisation, tant au niveau québécois que fédéral.

Quant à l'offre, des tensions et déséquilibres s'y manifestent aussi bien dans le secteur des combustibles que dans celui de l'électricité. Pour se soustraire à la domination trop exclusive et capricieuse du pétrole, le Québec se doit d'augmenter les apports aujourd'hui minimes du gaz naturel et, peut-être, du charbon. L'éloignement des ressources et leur prix souvent peu attrayant au regard du pétrole ont empêché jusqu'à présent ces deux combustibles fossiles de jouer au Québec un rôle comparable à celui qu'ils exercent ailleurs au Canada et dans le reste du monde. Or, le renchérissement du pétrole, les nouvelles perspectives de l'approvisionnement gazier, la séduction d'une houille abondante que la technologie s'acharne à rapprocher du Québec, militent en faveur d'un changement, que réclame d'ailleurs une sidérurgie en plein essor.

L'électricité, sollicitée - d'aucuns disent abusivement ou prématurément - à remplacer des combustibles dans nombre d'usages qui leur sont aujourd'hui réservés en propre, est elle-même confrontée à un problème

majeur : la saturation et la relève de l'hydraulique. C'est durant la période de référence que doit s'effectuer la transition vers les solutions de l'avenir parmi lesquelles la fission nucléaire, si controversée qu'elle soit, tient forcément le premier rang de par son état d'avancement technologique.

Latents ou patents, les conflits qui tiraillent le secteur de l'énergie mettent ainsi en lumière deux grandes classes de faits porteurs d'avenir qui, durant les deux décennies prochaines, conjugueront leurs effets aux tendances lourdes. Chacune a fait l'objet d'analyses rapides dans les pages qui ont précédé. Relative à l'offre, la première s'adresse aux filières de substitution, appelées à remplacer peu à peu le pétrole et l'hydroélectricité. La seconde, associée de plus près à la demande, vise la technologie de la conservation.

Tels sont en gros les éléments que doit réunir, en des proportions certes variables, tout schéma réaliste de l'avenir énergétique au Québec. Dans un pays comme le Canada, les plans que peuvent élaborer les instances provinciales sont toutefois régis par des contraintes établies au niveau fédéral; les degrés de liberté laissés à l'imagination du scénariste s'en trouvent réduits d'autant. Il importera donc, avant de s'attaquer à l'ébauche d'avenirs plausibles, d'examiner dans ses grandes lignes la stratégie présentement envisagée au plan canadien dans le secteur de l'énergie.

En retrait par rapport aux positions autarciques d'avant la guerre du Yom Kippour[17], les nouvelles politiques[94] ne visent plus - au cours de la période 1976-1990 - qu'une auto-suffisance mitigée, désignée sous le terme souple de "self-reliance". Elles reflètent - outre des changements majeurs sur la scène internationale - les difficultés technico-économiques, plus sérieuses qu'on ne l'avait d'abord prévu, auxquelles s'est heurtée l'exploitation des sables bitumineux, sujet de tant d'espoirs passés.

Pour mettre en oeuvre ses ressources domestiques et privilégier de ce fait la sûreté de son approvisionnement, le Canada semble prêt à

consentir des efforts énormes même si l'objectif initial d'une indépendance énergétique doit être abandonné, provisoirement du moins. Mais, hydrocarbures frontaliers ou sables bitumineux, les apports escomptés coûteront fort cher. Aussi, pour stimuler et rentabiliser l'exploration, devient-il nécessaire de hausser les prix intérieurs du pétrole et du gaz : les premiers atteindront les niveaux internationaux d'ici 2 à 4 ans, les seconds s'aligneront rapidement, à teneur égale en énergie, sur ceux du pétrole. Ce renchérissement devrait en soi réduire quelque peu la consommation domestique; il ne suffira pas à ramener à des proportions acceptables le déséquilibre de la balance des paiements provoqué par les importations massives d'hydrocarbures. D'où l'imposition de mesures destinées à promouvoir les économies d'énergie et à diminuer en deça de 3.5% le taux de croissance annuelle de la demande. Dans le même temps, le gouvernement fédéral entend régir les échanges d'énergie aussi bien entre les provinces qu'au delà des frontières nationales; assortie de dispositions tendant à répartir coûts et ressources, cette démarche unificatrice délimite substantiellement la marge de manoeuvre laissée aux provinces.

Compte tenu des facteurs - tendances lourdes et faits porteurs d'avenir - qui animent le secteur de l'énergie au Québec et considérant les responsabilités dévolues au niveau fédéral dans le partage des pouvoirs, comment se dessine la plage des avenirs logiques offerte au regard du planificateur québécois ? Il semble qu'on puisse y reconnaître deux domaines, d'ailleurs largement superposés, dont l'un, axé sur le court terme, valorise le moindre coût, l'autre, tendu vers un horizon temporel plus lointain, favorise plutôt l'autosuffisance et la sûreté de l'approvisionnement. Les deux scénarios esquissés ci-dessous tenteront de rassembler sous une forme plus ou moins idéalisée les traits caractéristiques de ces deux composants - qu'un schéma réaliste et pratique ne voudra sans doute pas dissocier.

Est-il besoin de le souligner ? Cette vision des choses postule au départ un système de valeurs relativement stable; la gamme des possibles est évidemment plus riche que ne le suppose le mode de découpage qu'on vient de décrire.

6.2 LE SCÉNARIO DU MOINDRE COÛT

Ce schéma classique - bien qu'il puisse s'y greffer des innovations plus ou moins importantes - est hérité d'une époque où l'abondance et la sûreté de l'approvisionnement n'inspiraient pas de crainte. L'obtention de l'énergie au meilleur coût dominait la hiérarchie des objectifs que proposait le "Livre rouge" de 1972[(2)]. Un document de travail préparé, en avril dernier, pour le compte du Ministère des Richesses Naturelles par l'économiste André Marier notait cependant le souci accru de la conservation et suggérait qu'on substitue dans la formulation des priorités la satisfaction des besoins au moindre coût possible à la disponibilité momentanée de l'énergie la moins chère.

Les études effectuées par le Bureau fédéral de la Conservation de l'Energie[(96)] indiquent nettement qu'il en coûterait moins cher, sauf peut-être dans quelques secteurs industriels, de réduire la consommation par l'augmentation du rendement que d'accroître la production sans améliorer préférentiellement l'efficacité de la mise en oeuvre. Une option énergétique qui valorise le moindre coût doit forcément accorder une priorité élevée à la technologie de la conservation. On ne s'étonne pas que le rapport Marier recommande la création d'une agence québécoise de conservation, où l'accent soit placé en bonne logique sur les usages du pétrole.

Dans un Québec qu'on a pu situer simultanément au bas de l'échelle des pays industrialisés et à l'avant-garde des régions sous-développées du globe, la croissance nulle ne paraîtrait guère souhaitable aussi bien dans le cadre restreint de l'avenir énergétique que dans le contexte global de l'économie provinciale. Même en faisant abstraction des attitudes sociales, encore orientées vers la consommation, il importera donc de prévoir un rythme diminué certes mais toujours positif - voire supérieur à la moyenne canadienne - de la croissance en pourcentage associée à la demande d'énergie.

On traitera sous trois volets - combustibles fossiles, électricité,

formes nouvelles d'énergie - les perspectives de l'offre dans l'optique d'un scénario du moindre coût.

Le pétrole inspirera des conclusions diverses selon les orientations qu'assumera à terme la politique fédérale de l'énergie. Admettons d'abord que les prix du brut au Canada ne dépassent jamais les cours internationaux. En hausse très rapide durant les trois dernières années, ces cours semblent maintenant devoir se stabiliser. D'aucuns pensent même qu'ils pourraient décroître si les efforts déployés par le monde industriel pour développer des alternatives énergétiques aboutissent assez tôt. Dans les circonstances, le Québec jouirait d'un certain répit avant que l'épuisement physique des réserves mondiales à faible coût d'extraction n'attise à nouveau les prix internationaux du pétrole. Un scénario de moindre coût l'amènerait à mettre l'accent sur la réduction des profits "off shore", la construction d'un superport et la rentabilisation de la distribution : toutes propositions que l'on retrouve dans le rapport Marier.

Supposons maintenant que le gouvernement fédéral maintienne son contrôle sur les prix intérieurs du pétrole et que ceux-ci, propulsés par les difficultés techniques de l'exploration et de l'exploitation en territoire canadien, se hissent au-delà des cours mondiaux. Le Québec, en ce cas, trouverait avantage à s'intéresser activement, par l'intermédiaire de la SOQUIP, aux recherches qui s'effectuent le plus près de ses frontières. Le nivellement, à contenu énergétique égal, du prix des hydrocarbures mettrait d'ailleurs en relief les atouts du gaz naturel sur le plan technique et induirait un transfert accéléré de la clientèle pétrolière vers ce combustible dont manque aujourd'hui le Québec.

De fait, l'offre limitée de gaz freine ou menace la croissance de certaines industries et particulièrement des aciéries québécoises (Sidbec consomme à elle-seule 20% du combustible vendu par Gaz Métropolitain). A cette motivation de départ s'ajoute un avantage concurrentiel du gaz par

rapport à l'électricité sur le plan des investissements. En effet, l'extension du réseau de distribution gazière à une fraction importante du territoire québécois, outre qu'elle réduirait l'emprise du pétrole, permettrait en principe d'épargner sur les immobilisations très lourdes qu'entraîne la construction des barrages ou des centrales nucléaires. Qu'on songe seulement au marché du chauffage domestique auquel l'électricité s'adresse à un rythme croissant.

Encore faut-il cependant que le gaz puisse parvenir au Québec en débits suffisants. Le scénario du moindre coût s'accommode fort bien d'une présence de SOQUIP en Alberta et dans l'Arctique, en ce dernier lieu surtout. Tant que les sondages au large du Labrador n'auront pas rempli les promesses de ces régions voisines, les îles de l'Arctique offrent seules au Québec la perspective attrayante d'une position en tête de gazoduc. L'intérêt de la province milite donc en faveur du tracé à l'est de la baie d'Hudson pour le pipeline qui acheminera vers le sud le produit des gisements polaires. La réalisation d'un tel projet, outre son impact en terme d'emploi et de production, pourrait amener le Québec à se doter d'une pétrochimie du méthane; en synergie avec le développement de la baie James, il favoriserait la création d'un parc industriel au nord de Montréal, le long de la canalisation maîtresse.(98)

L'indexation des prix à ceux du pétrole, aussi bien à l'intérieur du Canada que sur le marché mondial, rend assez discutable un recours à des importations massives par grands méthaniers. Cette solution grèverait la balance des paiements et imposerait une servitude nouvelle envers une technologie en fin de course au moment même où le Québec tente de se soustraire aux exactions analogues dont le frappe le pétrole.

Vis-à-vis l'électricité, le scénario du moindre coût éprouve quelque embarras. Sans doute cette forme d'énergie s'avère-t-elle largement concurrentielle avec les hydrocarbures pour de nombreux usages traditionnels ou nouveaux, mais tant l'hydraulique en voie d'épuisement que le nucléaire

ascendant exigent au départ de très lourds investissements. Financés dans une large mesure par des institutions prêteuses de l'étranger, les projets de l'Hydro-Québec finissent par affecter le crédit du gouvernement, garant des émissions, et limiter par leur ampleur la marge d'emprunt de l'Etat québécois.

Un apport accru de l'autofinancement, qui atténuerait sans l'effacer l'écart entre les prix des produits pétroliers et ceux de l'électricité, constituerait un élément de réponse d'autant mieux recevable qu'il favoriserait la restructuration des tarifs, réclamée à grands cris par les avocats de la conservation. Accompagnée d'un réaménagement fiscal en faveur de l'électricité et, le cas échéant, de ventes à l'extérieur de l'énergie excédentaire hors saison, une hausse des prix aux consommateurs remédierait en bonne partie aux malaises présents et prévisibles. Même avec ces mesures, le fardeau des emprunts restera néanmoins bien pesant.

Pour l'alléger davantage, un scénario de moindre coût - en sus de s'appuyer sur une politique de conservation - sera tenté d'accroître l'équipement de pointe plutôt que celui de base : au delà d'un optimum difficile à fixer, il risquera alors de rompre un équilibre délicat en augmentant les coûts de fonctionnement et réduisant la disponibilité pour le réseau dans son ensemble. Le stockage - à réserve pompée d'abord, puis, peut-être en accumulateurs à forte densité de puissance - n'apportera que petit à petit une solution technologique au problème du suréquipement. L'avènement de l'énergie nucléaire rendra également possible et souhaitable le recours systématique à des systèmes intégrés d'énergie qui puissent utiliser la chaleur résiduelle des centrales.

Quant à la cadence d'insertion du nucléaire, quelle sera l'attitude logique dans un scénario de moindre coût ? S'il pouvait s'en tenir rigoureusement aux vingt années qui viennent, tout schéma réaliste préférerait s'en remettre - même au prix de quelque désavantage économique - à la solution familière de l'hydraulique plutôt que d'affronter les aléas d'une technologie

encore jeune et fort controversée. A moins de progrès spectaculaires et imprévisibles d'autres filières énergétiques, force sera cependant au Québec de recourir massivement à la fission dès la dernière décennie du siècle. L'exemple de l'Ontario (16% de l'électricité y est nucléaire) et du reste du monde (où la part de la fission atteint 5%)démontre d'ailleurs, en dernière analyse, que cette option a désormais atteint une certaine maturité. La recherche du moindre coût exigera donc une introduction graduelle - bien que relativement abrupte - du nucléaire,telle que soient réduites au minimum les lourdes charges qu'entraînent la promotion du personnel technique, la conversion de l'industrie manufacturière et des bureaux d'étude.(99),(100)

Au chapitre des énergies dites nouvelles, le vent, les piles à combustible et le soleil pourraient susciter quelques réalisations d'intérêt pour un scénario de moindre coût. L'énergie éolienne, en capturant le Golfe Saint-Laurent et le Nouveau-Québec, délogerait un pétrole onéreux d'une partie géographiquement vaste de ses chasses gardées. La pile à combustible, issue des laboratoires de l'IREQ vers la fin de la période de référence, se verrait offrir deux vocations naturelles : la production d'une énergie décentralisée réduirait les exigences coûteuses du transport à longue distance par lignes aériennes ou souterraines, l'alliance avec les turbomachines en centrales ouvrirait la voie à une société de l'hydrogène. Quant à l'énergie solaire, un programme de recherche généreusement subventionné lui permettrait d'entamer le marché du chauffage domestique - d'où elle déplacerait les hydrocarbures - mais il n'y a guère d'espoir qu'elle s'attaque au XX^{e} siècle à la production rentable de l'électricité.

6.3 LE SCÉNARIO DE QUÉBÉCISATION MAXIMALE

Dans le climat d'incertitude qui, depuis la guerre du Yom Kippour, exaspère les questions énergétiques, les politiques nationales ont acquis une tendance à favoriser prioritairement l'exploitation des ressources indigènes et la sécurité de l'approvisionnement. C'est le cas, en particulier, des Etats-Unis et du Canada. Ni ses moyens physiques, ni le régime constitutionnel dans lequel il vit ne justifieraient que le Québec se fixe pour objectif l'obtention de l'autarcie énergétique, et ce pour tout l'avenir prévisible. Son intérêt économique veut cependant que, dans la mesure des possibilités offertes par la technologie et en raison directe des prix exigés par le marché international, il s'attache à valoriser au premier chef les formes d'énergie que recèle l'espace québécois ou, en tout cas, à nouer des relations préférentielles avec les régions ou Etats producteurs qui garantissent son approvisionnement à plus ou moins long terme.

Ce faisant, le Québec pourra être conduit à sacrifier des avantages économiques à court terme : il lui arrivera, pour ménager l'avenir, de prendre des dispositions difficilement conciliables avec une politique de moindre coût axée sur le futur immédiat. On ne s'étonne pas, par exemple, que le rapport Marier - qui vise à décrire une évolution réaliste - ne se restreigne pas toujours aux formules les moins onéreuses.

Dans un scénario de québécisation maximale, la conservation jouera certes un rôle capital puisqu'on voudra réduire à un strict minimum la dépendance, aujourd'hui prépondérante, vis-à-vis les sources extérieures d'énergie. Les changements prévisibles dans le système des valeurs n'indiquent pas toutefois qu'on doive faire abstraction des considérations économiques et ne faire, par exemple, aucune référence aux prix du marché sous prétexte qu'ils sont en grande partie fictifs et ne reflètent qu'imparfaitement les avantages ou les coûts sociaux de l'énergie.[101] Dans la mesure où il se plie aux lois de l'économie et aux réalités de la technologie, il est impossible néanmoins de contester la validité du principe énoncé par Barry Commoner en une

série de trois articles publiés en février dernier par le revue "New Yorker"; il y suggère qu'on façonne une panoplie énergétique dont les qualités thermodynamiques soient adaptées à l'éventail des usages finaux. C'est évidemment dans cette optique que sont prônés les schémas d'énergie totale - les "nuplex" en particulier. S'il reste aux formes d'énergie nouvelle à faire la preuve de leur rentabilité et de leur adaptabilité technique, il importera qu'on en suive et favorise la mise au point car, en diversifiant au niveau de l'offre les options offertes aux générations futures, elles faciliteront cette optimisation que souhaite Commoner.

L'avenir assez rapproché - l'au delà de l'an 2000 - est largement promis à l'électricité et aux combustibles artificiels. En effet, entre la source d'énergie primaire - quelle qu'en soit la nature - et l'usager, seuls les molécules et les électrons peuvent, selon les connaissances actuelles, véhiculer sur des distances appréciables une puissance arbitrairement élevée. La production décentralisée de l'énergie présente l'unique alternative aujourd'hui concevable mais il est vraisemblable que les économies liées à l'effet de taille en limiteront la diffusion. Or, il se trouve que le Québec possède justement les avantages comparatifs qui lui permettent de préparer et d'envisager avec sérénité ces développements probables.

Son électricité, il la doit présentement à une source renouvelable, l'hydraulique. Des ressources indigènes d'uranium - auxquelles il convient d'ajouter la longue expérience de la grande industrie mécanique du Québec, étroitement associée aux progrès du système CANDU - ne le laisseront pas démuni devant la montée du nucléaire. Un scénario de québécisation maximale, prenant appui sur l'acquis de l'hydraulique, continuera d'élargir la part de l'électricité dans l'approvisionnement énergétique. Quant au poids financier de cet accroissement, des études menées récemment en France et dans les pays européens de l'OCDE[102] - voués à une nucléarisation poussée et rapide - concluent que l'effort à consentir ne paraît pas excessivement lourd. On y craint plutôt les délais de mise en place des moyens industriels et humains.

Les données actuelles sur les ressources mondiales en hydrocarbures

sont assez peu fiables, voire fortement subjectives.(103) Mais les signaux d'alarme lancés ces dernières années auront au moins eu le mérite d'attirer l'attention sur la finitude de ces matières et sur la nécessité d'en réserver l'usage de préférence à la pétrochimie plutôt qu'à la combustion. Aussi la technologie de l'énergie s'attache-t-elle dès maintenant à leur trouver des succédanés. Si la gazéification du charbon peut revêtir quelque intérêt pour l'industrie sidérurgique du Québec, c'est à l'hydrogène tiré de centrales à fission ou à fusion nucléaires que vont les paris à long terme.(104) Poursuivie dans les laboratoires de l'IREQ, cette réalisation peut-être pas si lointaine contribuera à l'application pratique du principe de Commoner. L'alternative du méthanol extrait de plantations énergétiques doit, quant à elle, attendre la mise au point d'une technologie efficace de cueillette et de transport.

Quoi qu'il en soit, l'ère des hydrocarbures s'étendra bien au delà de 1995. Un schéma de québécisation maximale accueillera fort bien la déclaration du ministre des Richesses naturelles, en avril dernier, selon laquelle le Québec pourrait acquérir bientôt le contrôle d'une raffinerie. Jointe aux activités de la SOQUIP au niveau de l'exploration, cette opération doterait la province d'une industrie pétrolière intégrée et surtout - comme en fait état le rapport Marier - lui accorderait un avantage comparatif aux yeux de l'entreprise chimique traditionnelle, qui doit rivaliser avec les grandes sociétés pétrolières sur le marché de la pétrochimie. Armé d'un tel instrument, le Québec serait mieux placé pour négocier avec les producteurs pétroliers du monde arabe et de l'Amérique latine. En retour d'un approvisionnement privilégié en hydrocarbures, le Québec pourrait d'ailleurs offrir une assistance technique et faire valoir, par exemple, l'expertise de l'Hydro-Québec - de l'IREQ, en particulier - dans le secteur de l'électricité.

Doit-on considérer d'un oeil aussi favorable une mesure analogue qui ramènerait en des mains québécoises le contrôle financier de la distribution gazière ? Sans doute, l'exploitation des gisements identifiés en territoire québécois s'en trouverait facilitée et l'extension souhaitée du réseau hors de la région métropolitaine pourrait-elle être accélérée. Toutefois,

l'avenir de l'approvisionnement gazier à des coûts abordables paraît trop incertain pour qu'on prenne allègrement une telle disposition. Peut-être voudrait-il la peine de l'étudier dans un cadre plus général qui fasse entrer en ligne de compte les promesses des gaz artificiels ? Il ne semble pas en tout cas que la conjoncture présente justifie une action précipitée dans cette voie.

7. RÉFÉRENCES

1. PELLEGRIN, J.-P., "Bilan énergétique du Québec (1958-1974)", Ministère des Richesses Naturelles, Québec, 1975.

2. MASSE, J.G., "Les objectifs d'une politique québécoise de l'énergie", Ministère des Richesses Naturelles, Québec, 1972.

3. Catalogue 57-206 annuel, "Statistique de l'énergie électrique", Vol. III, 1974, Statistique Canada, nov. 1975.

4. Rapport annuel 1974, Gaz Métropolitain inc., mars 1975.

5. CARON, J.-R., et DELAVELLE, C., "Prévision de la consommation énergétique à long terme du Québec (1975-1990)", Dossier DGE n-34, Ministère des Richesses Naturelles, Québec, 1975.

6. "Background Paper on the Canadian Energy Situation", prepared by the Government of Canada for the Conference of First Ministers, 9-10 avril 1975.

7. Rapport annuel 1974, Hydro-Québec, mars 1975.

8. Données du Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources, Ottawa, décembre 1975.

9. AMYOT, L., "La conservation de l'énergie", L'Ingénieur, no 310, novembre/décembre 1975.

10. KNELMAN, F.H., "L'économie d'énergie", Etude de documentation no 33, Conseil des Sciences du Canada, Ottawa, juillet 1975.

11. Secrétaire général de l'OCDE, "Perspectives énergétiques jusqu'en 1985", Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Paris, 1974.

12. SJOERDSMA, A.C., éd., "Energy Conservation : Ways and Means", Future Shape of Technology Publications, La Haye, juin 1974.

13. Rapport annuel 73-74, SOQUIP, avril 1974.

14. DAVID, V. et DUBREUIL, J.-P., "L'industrie du pétrole au Québec", Ministère de l'Industrie et du Commerce, Québec, 1971.

15. FUSSELL, D.R., et al., "Control of Oil Pollution in Coastal Waters", Rapport 2.2-4, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

16. DAVID, V., "Projet d'élaboration d'une statistique sur l'industrie pétrolière du Québec", Ministère des Richesses Naturelles, Québec, 1973.

17. MacDONALD, D.S., "Politique canadienne de l'énergie - Phase 1", Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources, Ottawa, 1973.

18. CLOUTIER, B., "L'exploration pétrolière au Québec", L'Ingénieur, juillet 1972.

19. TWEEDDALE, R.E., "Short and Long Term Energy Perspectives - Atlantic Provinces", Proceedings of the Canadian National Energy Forum, Winnipeg, février 1974.

20. FREDETTE, J., "Short and Long Term Energy Perspectives, Quebec", Proceedings of the Canadian National Energy Forum, Winnipeg, février 1974.

21. DUBE, C. et LECLERC, R., "Le réseau de l'Hydro-Québec : orientations et choix 1985-2000", Informations-cadres, Dossier 12, Hydro-Québec, janvier 1976.

22. "Les options énergétiques du Canada", Conseil des sciences du Canada, Rapport no 23, mars 1975.

23. HINDLE, W., "Polar Gas Project - Progress Report", Rapport 5.1-4, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

24. MOSTERT, N., "Superships", Warner Books, Octobre 1975.

25. HUCKA, V., "Le charbon, un vieux combustible, le combustible du futur", Supplément aux Anales de l'ACFAS, volume 42, numéro 3, 1975.

26. FAUCOUNEAU, J., "Le charbon de l'an 2000", La Recherche, vol. 5, no 51, pp. 1062-1071, décembre 1974.

27. PERRY, H., "The Gasification of Coal", Scientific American, vol. 230, no 3, pp. 19-25, mars 1974.

28. "Enquête sur les ressources énergétiques", Conférence Mondiale de l'Energie, The United States National Committee of the World Energy Conference, New York, 1974.

29. JACOBSEN, N.H., et al., "Industry Report 1974-1975", Nuclear News, vol. 18, no 3, pp. 25-26, février 1975.

30. WOODHEAD, L.W., "Performance of Canadian Commercial Nuclear Units and Heavy Water Plants", Document CNA-75-200, Quinzième Conférence Annuelle de l'Association Nucléaire Canadienne, Ottawa, juin 1975.

31. "Uranium Shortages and Doubling of Price Expected", The Northern Miner, 18 mars 1976.

32. CNA Economic Development Committee, "Nuclear Energy - Its Growth and Impact on the Canadian Econimy", Report 1.3-2, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

33. AMYOT, L., "L'énergie nucléaire : un tour d'horizon", Supplément aux Annales de l'ACFAS, volume 42, numéro 3, 1975.

34. MERLIN, M.H., "Uranium Exploration in Canada", Western Miner, pp. 23-24, février 1975.

35. BLAIS, R.A., "SOQUEM, l'espoir minier du Québec", L'Ingénieur, no 311, janvier-février 1976.

36. LEWIS, W.B., "Energy in the Future of Man : from Survival to Super-Living", Lecture at the University of Calgary, 7 octobre 1975.

37. PASKIEVICI, W., "L'énergie nucléaire : aspects techniques et humains", Communication présentée au IV^{e} Symposium du Conseil québécois de l'environnement, 3 avril 1976.

38. MOORADIAN, A.J. et RUNNALS, O.J.C., "CANDU - Economic Alternative to the Fast Breeders", Rapport 4.1-1, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

39. DOYLE, F.J., "An Exploration of Future Electrical Transmission and Distribution Technologies", Ministère de l'Industrie et du Commerce, Ottawa, mai 1974.

40. BOULET, L., "Electrical Energy Transmission", Sixième Colloque de la Société Royale du Canada, Ottawa, octobre 1973.

41. STOROJUK, K.S., "Création of the USSR United Power Grid : Its Efficiency for the National Economy", Rapport 5.1-5, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

42. DENEAULT, M., "Evolution de la charge selon l'année, le mois, le jour sur les réseaux de l'Hydro-Québec", Symposium sur le "Stockage de l'Energie", Institut de recherche de l'Hydro-Québec, mars 1974.

43. GAUTHIER, M., "Stockage d'énergie électrique par accumulateurs à grande densité d'énergie", Symposium sur le "Stockage de l'Energie", Institut de recherche de l'Hydro-Québec, mars 1974.

44. "High Performance Batteries for Off-Peak Energy Storage and Electric Vehicle Propulsion", Rapport ANL-8109, Argonne National Laboratory, Argonne, Ill., janvier 1975.

45. LEIGH, C., "Stockage d'énergie électrique aux Iles de la Madeleine", Symposium sur le "Stockage de l'Energie", Institut de recherche de l'Hydro-Québec, mars 1974.

46. BOUCHER, R., "L'IREQ fera l'essai de deux génératrices éoliennes", Hydro-Presse, printemps-été 1975.

47. FERNANDES, R.A. et al., "Assessment of Advanced Concepts in Energy Storage and their Applications on Electric Utility Systems", Rapport 6.1-17, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

48. BRETON, D., "Développement prospectif de l'énergie thermonucléaire contrôlée", Revue de l'Energie, no 265, pp. 215-236, août-septembre 1974.

49. "Fusion Studies Show Challenges Ahead", AECL Review, vol. 9, no 1, janvier 1974.

50. "The Budget for FY 1977", Nuclear News, vol. 9, no 4, mars 1976.

51. PICOT, Y. et HAYWARD, D., "L'énergie marémotrice de la baie de Fundy", Supplément aux Annales de l'ACFAS, volume 42, numéro 3, 1975.

52. LAWTON, F.L., "Economics of Tidal Power", dans "Tidal Power", éd. par T.J. Gray et O.K. Gashus, Plenum Press, New-York, 1972.

53. DILLARD, J.K., BALDWIN, C.J., "The Impact of Pooling on Power System Planning", Electrical Engineering, juillet 1963.

54. QUIROUETTE, R.L., "L'énergie solaire - l'état de l'art", Supplément aux Annales de l'ACFAS, volume 42, numéro 3, 1975.

55. LORSCH, H.G., "The Use of Solar Energy for Residential Space Heating", Energy Conservation, vol. 13, pp. 1-5, 1973.

56. HIRSHBERG, A. et SCHOEN, R., "Barriers to the Widespread Utilization of Residential Solar Energy : the Prospects for Solar Energy in the U.S. Housing Industry", Policy Sciences, vol. 5, pp. 453-468, 1974.

57. "ERDA Sees the Sun Shining Bright on its Solar Technologies Programs", Weekly Energy Report, Washington, 18 août 1975.

58. "Science and Technology for Canada's Energy Needs", Office of Energy Research and Development, Ottawa, avril 1975.

59. TEMPLIN, R.J., "Availability of Wind Energy in Canada", Conférence sur les possibilités d'utilisation de l'énergie solaire au Canada, Société Canadienne d'Energie Solaire, Ottawa, juin 1975.

60. BETTIGNIES, C., "Energie éolienne : alimentation en énergie dans les régions isolées ou arctiques", Supplément aux Annales de l'ACFAS, volume 42, numéro 3, 1975.

61. SHEINDLIN, A.E. et JACKSON, W.D., "MHD Electrical Power Generation", Rapport 4.1-13, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

62. BELANGER, G., "Les possibilités de l'hydrogène produit par électrolyse", Symposium sur le "Stockage de l'Energie", Institut de recherche de l'Hydro-Québec, mars 1974.

63. GREGORY, D.P., "The Hydrogen Economy", Scientific American, 228, 1, pp. 13-21, janvier 1973.

64. REED, T.B. et LERNER, R.M., "Sources and Methods for Methanol Production", The Hydrogen Economy Miami Energy Conference, Session 15, pp. 63-68, Miami, mars 1974.

65. THEORET, A. et al., "La pyrolyse des déchets solides : une source propre d'énergie et de matières premières", rapport préparé par les services de protection de l'environnement du Québec, février 1976.

66. Comité de la Société de conservation, "Pour une société de conservation : une première réflexion", Conseil des sciences du Canada, Ottawa, février 1976.

67. KEENAN, J.H. et al., "The Fuel Shortage and Thermodynamics. The Entropy Crisis", dans "Energy : Demand, Conservation and Institutional Problems", édité par M.S. Macrakis, the MIT Press, Cambridge, Mass. 1974.

68. MORANVILLE, C. et al., "Applications industrielles de l'énergie nucléaire à des fins non exclusivement électrogènes", Revue de l'Energie, no 274, pp. 686-698, juin 1975.

69. WEST, G.M., "Efficiency in Energy Utilization", Proceedings of the Canadian National Energy Forum, Winnipeg, février 1974.

70. BERG, C.A., "Conservation via Effective Use at the Point of Consumption", dans "Energy : Demand, Conservation and Institutional Problems", éd. par M.S. Macrakis, MIT Press, Cambridge, Mass., 1973.

71. "E.D.F. et le service de la clientèle", Revue de l'Energie, 26^{e} année, no 276, septembre 1975.

72. FREEMAN, S.D., "Energy : the New Era", Vintage Books, New-York, 1974.

73. FULTON FELS, M. et MUNSON, M.J., "Energy Thrift in Urban Transportation : Options for the Future", dans "The Energy Conservation Papers", éd. par R.M. Williams, Ballinger, Cambridge, Mass., 1975.

74. HIRST, E., "Energy Intensiveness of Passenger and Freight Transport Modes", Rapport ORNL-NSF-EP-44, Oak Ridge Laboratory, Oak Ridge, Tenn., avril 1973.

75. KUMMER, J.T., "The Automobile as an Energy Converter", Technology Review, pp. 27-37, février 1975.

76. COHN, C.E., "Improved Fuel Economy for Automobiles", Technology Review, pp. 45-52, février 1975.

77. MARTIN, P.J., "Stored Energy Road Vehicles", Rapport no 544, Stanford Research Institute, Me Park, Calif., mai 1975.

78. NELSON, P.A. et al., "High-Performance Batteries for Off-Peak Energy Storage and Electric-Vehicle Propulsion", Rapport ANL-8109, Argonne National Laboratories, Argonne, Ill., janvier 1975.

79. HIRST, E., "Transportation Energy Conservation Policies", Science, vol. 192, no 4234, pp. 15-20, 2 avril 1976.

80. Rapport annuel 74/75, Régie de l'Electricité et du Gaz, Editeur du Québec, 1975.

81. GAUDICHON, M., "Les rames ferroviaires à très grande vitesse", Rapport 6.1-1, IX^{e} Conférence Mondiale de l'Energie, Détroit, septembre 1974.

82. RICE, R.A., "Towards More Transportation With Less Energy", Technology Review, pp. 45-53, février 1974.

83. Klimoff Engineering Limited, "Towards Energy Conservation by Manufacturing Industries", Research Series No. 2, Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources, Ottawa, février 1975.

84. ROGERS, J.T., "Industrial Use of Low-Grade Heat in Canada", Rapport ERG 75-4, Carleton University, sept. 1975.

85. ROBB, G.A., "Energy Supply and Conservation : Cost Reduction, Conservation", Pulp and Paper Magazine of Canada, Convention Issue, 1973.

86. FRANKLIN, W.E., "Some Perspectives on the Paper Industry's Use of Waste Paper", Water, Air and Soil Pollution, vol. 4, pp. 175-189, mai 1975.

87. BERRY, R.S. et al., "A Thermodynamic Valuation of Resource Use : Making Automobiles and Other Processes", dans "Energy : Demand, Conservation and Institutional Problems", éd. par M.S. Macrakis, MIT Press, Cambridge, Mass., 1974.

88. ROSICH, R.S., "Resource Recovery from Solid Wastes", Search, vol. 6, no 4, pp. 120-126, avril 1975.

89. FRANKLIN, W.E. et al., "Potential Energy Conservation from Recycling Metals in Urban Solid Wastes", dans "The Energy Conservation Papers", éd. par R.H. Williams, Ballinger, Cambridge, Mass., 1975.

90. TESTIN, R.F., "Recovery of Aluminum from Solid Wastes", Water, Air and Soil Pollution, vol. 4, pp. 155-166, mai 1975.

91. ION, D.C., "Availability of World Energy Resources", Graham & Trotman, UK, 1975.

92. BERREBY, J.-J., "Le pétrole dans la stratégie mondiale", Castermau, Tourmai, 1974.

93. JACKSON, F.R., "Recycling and Reclaiming of Municipal Solid Wastes", Noyes Data Corporation, Park Ridge, N.J., 1975.

94. GILLESPIE, A., "An Energy Strategy for Canada : Policies for Self-Reliance", Ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources, Ottawa, avril 1976.

95. MARIER, A., "La politique québécoise de l'énergie : évolution depuis 1972 et orientations possibles de 1976", Ministère des Richesses Naturelles, Québec, avril 1976.

96. EFFORD, I.E., "Nuclear Energy and the Public Canadian Power Requirements - Impact on Society and Economy", XVIth Annual International Conference, Canadian Nuclear Association, Report 76-CNA-300, Toronto, juin 1976.

97. ANDERSON, D.E., "Comparative Electrical Generation Costs", XVIth Annual International Conference, Canadian Nuclear Association, Report 76-CNA-500, Toronto, juin 1976.

98. RABEAU, Y., "Les retombées économiques au Québec du projet Gaz Polaire", Québec, septembre 1974.

99. DE GUISE, Y., "L'industrie québécoise face au défi de l'énergie nucléaire", Premier Colloque Augustin-Frigon, Ecole Polytechnique, Montréal, mai 1976.

100. SAINT-PIERRE, Guy, "L'industrie québécoise face au défi de l'énergie nucléaire", Premier Colloque Augustin-Frigon, Ecole Polytechnique, Montréal, mai 1976.

101. LOVINS, A., "Exploring Energy Efficient Futures for Canada", Carnets D'épargne, Conseil des Sciences du Canada, vol. 1 no 4, mai-juin 1976.

102. THIRIET, L., "Aspects de politique économique des programmes d'énergie nucléaire", Revue de l'Energie, no 280, pp. 87-96, février 1976.

103. GRENON, M., "A propos des ressources mondiales de pétrole", Revue de l'Energie, no 280, pp. 113-116, février 1976.

104. MARCHETTI, C., "Sources d'énergie primaire appropriées à la production d'hydrogène", Revue de l'Energie, no 280, pp. 102-112, février 1976.

ANNEXE

Perspectives d'une économie de l'hydrogène pour le Québec d'ici 1995

par

G. Bélanger
Institut de Recherche de l'Hydro-Québec

et

D. L. Piron
Ecole Polytechnique de Montréal

31 mars 1976

I. INTRODUCTION

En matière énergétique, le Québec demeure à la merci d'approvisionnements extérieurs à son territoire. Seule l'électricité est proprement québécoise, mais celle-ci ne comble pas tous les besoins en cette matière. Avec un accroissement rapide des prix des combustibles d'origine fossile, l'électricité sera appelée à servir de substitut dans une foule d'applications réservées jusqu'à maintenant au pétrole, charbon ou gaz naturel.

Le Québec demeure un endroit privilégié dans le domaine de la génération électrique, car il bénéficie de puissance hydroélectrique considérable. Cependant ses réserves de sites disponibles s'épuisent rapidement, et déjà on prévoit l'implantation de nombreuses centrales nucléaires à compter des années 1985.

Dans une société industrielle diversifiée comme la nôtre, les besoins énergétiques sont très variés, et il y aura toujours place pour un combustible gazeux ou liquide ayant une teneur calorifique importante. Dans plusieurs milieux, l'hydrogène est considéré très sérieusement comme vecteur énergétique d'avenir. Sa densité énergétique en termes de masse est de trois fois supérieure à celle du gaz naturel, c'est un combustible propre (le produit de sa combustion étant l'eau), son cycle de vie est très rapide, et enfin la

matière première utilisée pour sa synthèse est très abondante (l'eau). Un domaine où l'hydrogène pourra trouver de nombreuses applications à court terme est au niveau industriel, soit comme source de chaleur ou comme agent réducteur.

On peut examiner les différentes composantes de ce que l'on a appelé l'économie de l'hydrogène, en tentant de situer les composantes dans le contexte québécois. Le système se décompose en la production, le transport et distribution, et enfin l'utilisation de l'hydrogène.

II. PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE

A. Introduction

Comme nous l'avons mentionné plus haut, la puissance électrique du Québec se situe au niveau de l'hydro-électricité. Avec un tel système on peut gérer les réservoirs pour rentabiliser le réseau au maximum. Un élément de cette rentabilité est de faire fonctionner les centrales les plus éloignées au maximum et d'utiliser les centrales rapprochées des centres de consommation pour répondre aux demandes de pointe. Cependant, comme la demande d'énergie de base s'accroît très rapidement, l'implantation de centrales nucléaires ne fait aucun doute. Ces centrales donnent un meilleur rendement en opérant à leur puissance nominale d'une façon continue. Pour éviter les fluctuations de charge, on

doit prévoir un système de stockage de l'énergie électrique. Ici l'hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau durant les périodes de demande réduite est un candidat pour un tel système de stockage. (Figure 1).

Le Québec s'est plus ou moins engagé envers le système Candu, qui opère à des températures relativement basses (200-300°C) et utilise l'eau lourde comme élément modérateur. A plus ou moins brève échéance, il ne semble pas que le Québec ou le Canada s'engage dans la mise au point de réacteurs à haute température refroidis au gaz: ces réacteurs dégagent des gaz à des températures de l'ordre de 600-800°C. Avec de tels réacteurs, on peut envisager la décomposition thermique de l'eau utilisant plusieurs réactions chimiques. De tels systèmes sont étudiés activement aux Etats-Unis et en Europe où l'on met au point de tels réacteurs. L'utilisation des réacteurs Candu élimine donc la décomposition thermique de l'eau comme moyen de générer l'hydrogène en grande quantité. L'alternative demeure l'électrolyse de l'eau comme moyen de synthèse.

B. Electrolyse

On peut passer rapidement en revue les différents systèmes d'électrolyse en usage, ceux qui sont développés, et ceux qui seront issus de la recherche.

i. Electrolyseurs disponibles

Les électrolyseurs en usage présentement utilisent des électrodes de métaux, tels le fer et le nickel, sous forme de

plaques. Ces systèmes sont assez volumineux, car ils ne permettent pas des densités de courant assez grandes pour justifier leur utilisation sur une grande échelle. Ces électrolyseurs opèrent à des densités de courant de l'ordre de 50 à 100A pi^{-2}. Les rendements énergétiques de ces appareils se situent aux environs de 60%. En d'autres mots, on peut recouvrer en énergie thermique par la combustion de l'hydrogène uniquement, 60% de l'énergie électrique fournie pour produire de l'hydrogène.

Il existe de nombreux manufacturiers de ces électrolyseurs, dont un au Canada, "Electrolyser Corporation" de Toronto. Le coût de l'hydrogène produit se situe aux environs de $ 4.5 à $ 5 par MBTU pour l'électricité vendue à 10 mils par kWh. Ce coût de production dépend du coût de l'énergie électrique d'une façon importante.

Les installations importantes d'électrolyse de l'eau pour la synthèse de l'hydrogène se retrouvent près des centrales hydroélectriques où l'électricité peut se vendre à des coûts très inférieurs à 10 mils par kWh.

Pour fins de comparaison, le coût du gaz naturel se situe en 1975 à environ $ 1.25 par MBTU, et grimpera aux environs de $ 3.00 par MBTU d'ici 1980. Après cette date, on peut difficilement faire des prédictions quant au prix, et surtout quant à la disponibilité de ce produit. L'approvisionnement présente des problèmes très importants pour l'industrie qui doit prévoir longtemps à l'avance les substituts possibles.

ii. Technologies émergeantes

Grâce aux recherches des années 50 et 60 sur les piles à combustibles, on a mis au point de nouvelles méthodes de fabrication d'électrodes poreuses; celles-ci permettent des densités de courant très élevées, et ainsi réduisent les coûts d'investissement. Ces technologies sont au niveau du développement, et nul doute que la demande accrue pour les électrolyseurs et les projets sur l'économie de l'hydrogène pourront hâter leur mise au point.

Jusqu'à ce jour, à part les besoins militaires ou spaciaux, la demande pour des électrolyseurs très efficaces et minimisant les coûts d'investissement a été très faible, et n'a pas permis un développement rapide de ces nouveaux systèmes.

Pour atteindre un rendement tel que défini plus haut, qui se rapproche de 100%, on doit être en mesure de faire fonctionner les électrolyseurs à des températures de l'ordre de 150°C à des pressions de 20 atm. L'utilisation de ces températures demande le remplacement du séparateur d'amiante entre l'anode et la cathode qui est présentement utilisé et adéquat jusqu'à 100°C. De plus, ces températures plus élevées imposent des contraintes plus importantes sur les matériaux utilisés.

Lorsque ces problèmes seront résolus, on peut espérer produire l'hydrogène pour un coût comparable à celui du gaz naturel, soit $ 3.00 par MBTU pour l'électricité à 10 mil par kWh. Cette technologie sera disponible d'ici 10 ans, et

peut-être avant si les fonds de recherche sont débloqués. Pour fins de comparaison, on peut mentionner que le gaz naturel synthétique (GNS) produit à partir du charbon coûterait, selon différentes études, entre $ 1.25 et $ 2.25 par MBTU pour le charbon à $ 4.00 la tonne. Ces estimations sont basées sur des études de 1972. On voit donc qu'extrapolés en 1985, les coûts de GNS seront probablement comparables à ceux de l'hydrogène ou même du gaz naturel. Fait à noter aussi que jusqu'à ce jour, on n'a pas découvert de gisement majeur de charbon au Québec.

Une autre technologie d'électrolyse qui est en cours de développement utilise un polymère de matière plastique comme électrolyte. C'est un système mis au point par General Electric. Ce système permettra des densités de courant encore plus grandes, soit de l'ordre de 2000 A pi^{-2}. Ces systèmes sont prévus pour environ 1985.

iii. Technologies nouvelles

Parmi les nouveaux développements à prévoir, on peut envisager l'électrolyse à très haute température (1000°C) ou par l'utilisation d'électrolytes solides. On peut dissocier l'eau avec un minimum d'énergie électrique, et donc obtenir des rendements supérieurs à 100% tels que définis plus haut. Ces systèmes nécessitent cependant une source de chaleur qui n'est pas dans le domaine des réacteurs Candu.

Des recherches sont en cours pour tenter d'utiliser l'énergie solaire couplée à un système électrochimique conventionnel.

Des résultats préliminaires où les électrodes utilisées furent l'oxyde de titane ont montré le bien-fondé de cette approche pour réduire la demande électrique pour l'électrolyse.

Dans la discussion sur l'électrolyse, on doit noter que c'est un système qui permet une autarcie dans le cas du Québec. En effet, il semble assuré que l'uranium pourra être exploité au Québec d'ici quelques années, et dans le cadre d'une économie d'hydrogène, c'est la seule matière première nécessaire. Les autres composantes font appel à des technologies disponibles ou que l'on peut développer ici. Si l'énergie solaire ou éolienne se développe d'une façon satisfaisante du point de vue industriel elle peut s'intégrer facilement dans le système électrolytique de synthèse de l'hydrogène. En effet, ces nouvelles formes énergétiques devront, selon toute probabilité, se situer dans des centres relativement éloignés, et donc l'hydrogène vecteur énergétique pourra concurrencer l'électricité pour amener cette énergie aux consommateurs.

III. TRANSPORT - DISTRIBUTION

Pour rentabiliser les centrales nucléaires, on doit tendre vers de plus grosses installations, qui pour des raisons de sécurité et pour leur approvisionnement en eau de refroidissement, devront s'éloigner des grandes agglomérations urbaines. Le transport de l'énergie électrique sur de longues distances demeure un élément très coûteux dans la répartition

des coûts entre les différentes composantes du système électrique. La distribution au niveau du consommateur présente aussi des frais très élevés. Il a été démontré que le transport du gaz naturel par pipeline est de loin le système le plus économique de transport et de distribution d'énergie. Ce système, en plus de son économie, présente l'avantage d'être peu encombrant et d'être dissimulé sous terre par enfouissement. Il a été calculé que pour l'hydrogène, son transport par pipeline serait de l'ordre de trois fois supérieur au gaz naturel. A ce coût-là, le coût du transport de l'hydrogène devient compétitif avec le transport de l'énergie électrique par cable suspendu de haute tension, si les distances excèdent 300 à 600 milles selon les systèmes de production utilisés (Figure 2).

Dans cette optique on peut penser installer des centrales nucléaires considérables, disons sur la haute côte nord à proximité de réservoirs considérables d'eau froide, convertir cette électricité en hydrogène sur place et enfin expédier cet hydrogène par pipeline. Pour que le système soit viable, il faut utiliser cet hydrogène non pas pour en refaire de l'électricité, mais plutôt pour sa valeur intrinsèque de combustible ou encore comme matière première. Comme nous l'avons mentionné plus haut, on peut entrevoir des électrolyseurs qui dans un avenir relativement proche pourront fournir l'hydrogène dont la teneur calorifique sera égale ou supérieure à la quantité d'énergie électrique fournie.

Par exemple, on obtiendra un combustible avec un

rendement de l'ordre de 40% par rapport à l'énergie nucléaire fournie par l'uranium. C'est le rendement moyen des centrales nucléaires. La pipeline, ainsi que les réservoirs que l'on peut prévoir, agiront comme élément de stockage permettant une opération continue des centrales nucléaires, augmentant ainsi leur rendement. L'hydrogène ainsi produit pourrait être acheminé directement vers les centres de consommation industrielle.

IV. UTILISATION

L'application la plus évidente demeure la combustion de l'hydrogène avec l'air pour dégager l'énergie thermique de la réaction. Cette chaleur peut être utilisée dans les procédés industriels, commerciaux et même résidentiels. En plus, comme le seul produit de la réaction à toute fin utile est de la vapeur d'eau, celle-ci peut servir directement au niveau du chauffage.

En injectant de l'eau à une flamme hydrogène-oxygène, on peut obtenir de la vapeur à très haute temperature pouvant alimenter directement certains procédés comme par exemple, le séchage de la pâte dans l'industrie de la pâte et du papier. En plus de sa valeur calorifique intrinsèque, l'hydrogène demeure un des meilleurs agents réducteurs connus. Sa disponibilité à des coûts raisonnables et des quantités importantes, permettrait le remplacement du charbon (coke) ou

du gaz naturel par l'hydrogène dans les procédés exigeant un agent réducteur. Le premier exemple se retrouve au niveau de la réduction de l'oxyde de fer en fer pour la fabrication de l'acier. Ce procédé de réduction avec l'hydrogène n'est encore qu'au stade expérimental, mais pourrait être développé assez rapidement.

Le plus gros consommateur d'hydrogène aujourd'hui est l'industrie des fertilisants, où l'hydrogène est utilisé pour la synthèse de l'ammoniaque. Ce type d'industrie est absent du Québec, mais si l'hydrogène est disponible à bon compte, il est possible que l'on puisse faire surgir cette industrie. Déjà on prévoit financer en partie l'aluminium par des taux préférentiels de l'électricité. On pourra faire de même pour la synthèse de l'hydrogène.

Un sous-produit de l'électrolyse est l'eau lourde. En effet, lors de l'électrolyse on peut concentrer relativement facilement l'eau lourde et réaliser par là l'étape la plus importante, soit de passer de quelques ppm d'eau lourde à quelques pourcents. Dans le cadre nucléaire canadien, un tel sous-produit devient très avantageux.

Comme nous l'avons mentionné plus haut, l'hydrogène électrolytique peut servir de moyen de stockage d'énergie électrique. En effet, on peut générer l'hydrogène en période de demande réduite, le stocker sous forme liquide, de gaz ou d'hydrure et enfin générer l'électricité à partir de la réaction avec l'oxygène. Cette génération électrique peut

se faire soit au moyen de turbines à gaz ou mieux encore par des piles à combustible. Ce système de stockage ne repose pas sur des formations géographiques particulières, et peut donc être installé près des centres de consommation.

V. SÉCURITÉ

Un obstacle majeur à l'implantation d'une économie de l'hydrogène, en plus du facteur économique incertain, demeure la peur viscérale qu'inspire la manipulation de l'hydrogène.

Cette crainte est en partie justifiée et aussi partiellement exagérée. Depuis, entre autres, le programme spatial américain, on a appris à manipuler des quantités considérables d'hydrogène, et cela sans accident majeur. L'industrie manipule des tonnes d'hydrogène par jour sous toutes ses formes sans que cela ne représente des risques et des dangers insurmontables.

L'hydrogène est très inflammable, et aussi détonne très facilement. Fait à noter, la limite inférieure d'inflammabilité de l'hydrogène dans l'air est sensiblement comparable à celle du gaz naturel dans l'air, soit environ 3%. Cependant, l'énergie nécessaire pour déclencher la réaction est environ 10 fois moindre pour l'hydrogène, et, de là, son grand danger.

Un élément en faveur de l'utilisation en toute sécurité de l'hydrogène est sa grande vitesse de diffusion. Même en présence de fuite, l'hydrogène diffusant très rapidement dans

l'atmosphère, le mélange incendiaire (3 à 4%) n'aura pas le temps de se former. Le danger demeurera si la fuite se produit dans un endroit fermé ou non-aéré.

Déjà il existe des réseaux de distribution de l'hydrogène par pipeline au Texas et en Allemagne, entre autres. Il est intéressant de noter que dans le passé, on distribuait l'hydrogène et le monoxyde de carbone sur une grande échelle dans plusieurs grandes villes nord-américaines (dont Québec) et aussi européennes. Ce mélange était connu sous le nom de gaz de ville. Il existe certaines villes d'Europe où le gaz distribué est de l'hydrogène presqu'à 100%.

VI. RECOMMANDATIONS

Les avantages technico-économiques et sociaux que pourrait offrir au Québec une économie de l'hydrogène nous portent à recommander les étapes suivantes en vue de son implantation.

de 1976 à 1980

- Etudes détaillées des différents schémas possibles pour une économie de l'hydrogène avec, comme objectif, la détermination de deux ou trois scénarios les plus prometteurs pour le Québec.

A titre d'exemple, il faudrait étudier les possibilités suivantes:

1. Une usine nucléaire qui produit de l'hydrogène pouvant servir à la réduction des minerais ou au chauffage industriel - la distance entre l'usine nucléaire et le lieu d'utilisation de l'hydrogène pouvant être choisie en tenant compte de la sécurité des populations et des nécessités écologiques, tout autant que du prix de l'hydrogène comparé aux prix des autres sources d'énergie tels qu'ils peuvent être prédits.
2. L'hydrogène qui pourrait servir au stockage de l'énergie électrique autrement sous-utilisée pendant les heures de faible consommation.
3. L'usage de l'hydrogène comme combustible résidentiel et sa comparaison avec le gaz naturel, dont le prix augmente très rapidement.
4. L'hydrogène, matière première de l'industrie chimique - la production de l'ammoniaque, des nitrates et des engrais, la production du méthanol et l'hydrogénation des hydrocarbures non-saturés.

de 1980 à 1990

Etude technico-économique approfondie des scénarios les plus prometteurs, avec essais en laboratoire à petite échelle en vue de compléter les connaissances existantes et de développer le maximum d'aptitudes techniques au Québec-même. Ceci implique la mise sur pied d'une équipe québecoise capable d'assurer le développement et l'implantation de la technologie,

notamment de la nouvelle génération d'électrolyseurs prévus pour 1990. Cette étape doit aussi prévoir la construction d'une usine pilote.

de 1990 à 1995

Utilisation de toutes les connaissances et qualifications précédemment acquises, afin de débuter l'expansion industrielle et de finaliser l'optimisation et le succès économique.

Le schéma présenté ici est réaliste, et présente de très grandes chances de conduire à un succès économique considérable pour le Québec. Les limites des réserves en hydro-énergie et en gaz naturel, ainsi que le prix de leur transport, imposent des alternatives qui ne peuvent être développées que par des programmes d'envergure.

Des chercheurs de l'Ecole Polytechnique et de l'IREQ coopèrent déjà par de nombreux contacts personnels sur les aspects scientifiques et techniques de l'énergie pour le futur, et de l'économie de l'hydrogène en particulier. La réunion de la Société Electrochimique d'avril 1974 tenue à l'Ecole Polytechnique à permis l'établissement de ces contacts, qui se sont renforcés depuis par de nombreuses échanges d'idées entre électrochimistes de l'IREQ et de l'Ecole Polytechnique d'une part, et entre ces électrochimistes et des physiciens nucléaires d'autre part.

Le Québec est donc prêt à démarrer dans la voie

proposée ici, et peut réussir avec ses moyens à assurer un succès économique important qu'il puisse contrôler lui-même.

VII. RÉFÉRENCES

1. D. P. Gregory, "A Hydrogen-Energy System", American Gas Association (1972).
2. J. C. Davis, Chem. Eng. News, juin 1975.
3. H. Perry, Scient. Amer. 230, 19 (1974).
4. Hydrogen Energy, ed. T. N. Vizicoglu, New York: Plenum Press (1975).
5. International Energy Agency Water Electrolysis Workshop, Brookhaven National Laboratories, Upton-(1975).

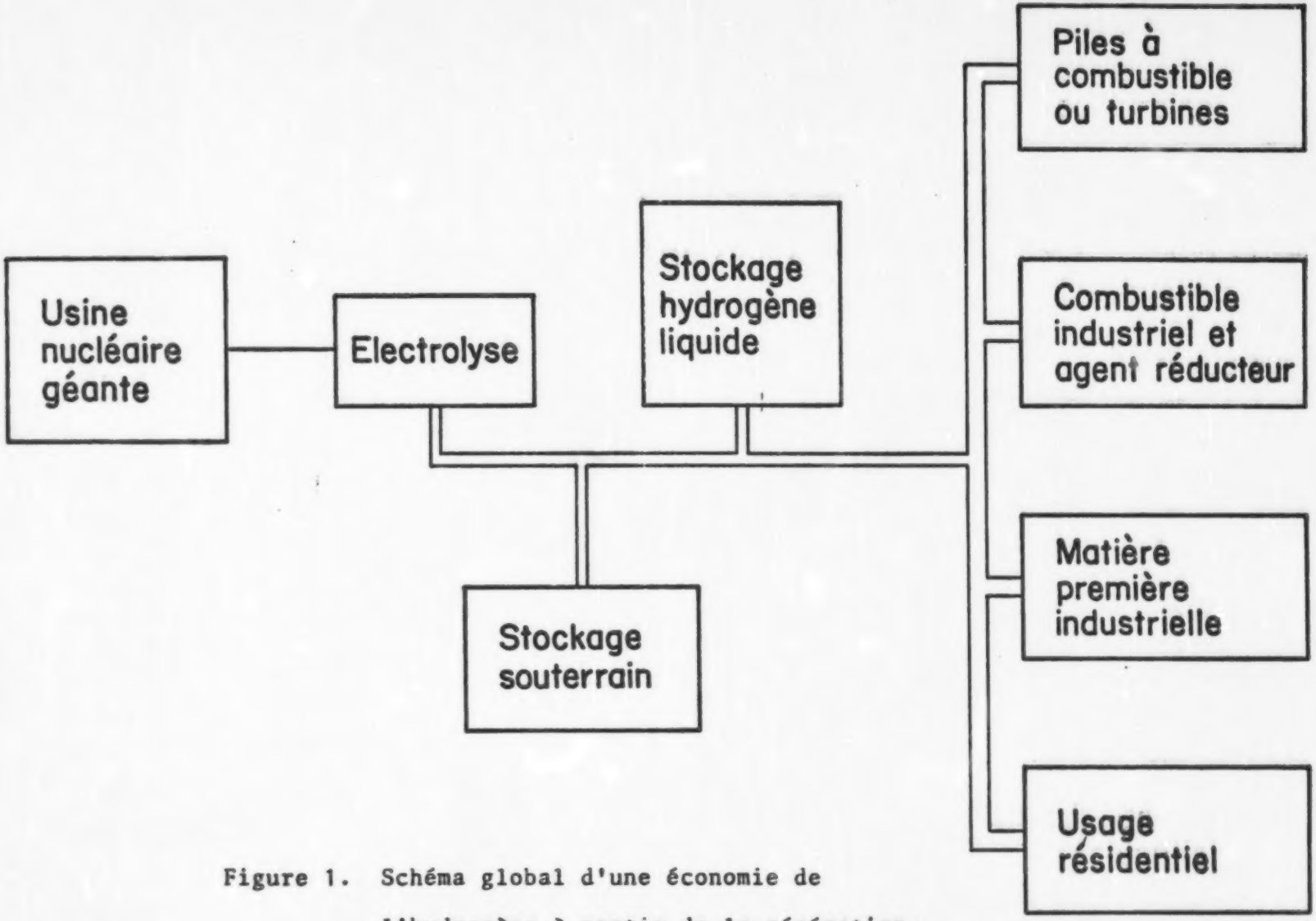


Figure 1. Schéma global d'une économie de l'hydrogène à partir de la génération électrique par réacteur nucléaire jusqu'à son utilisation.

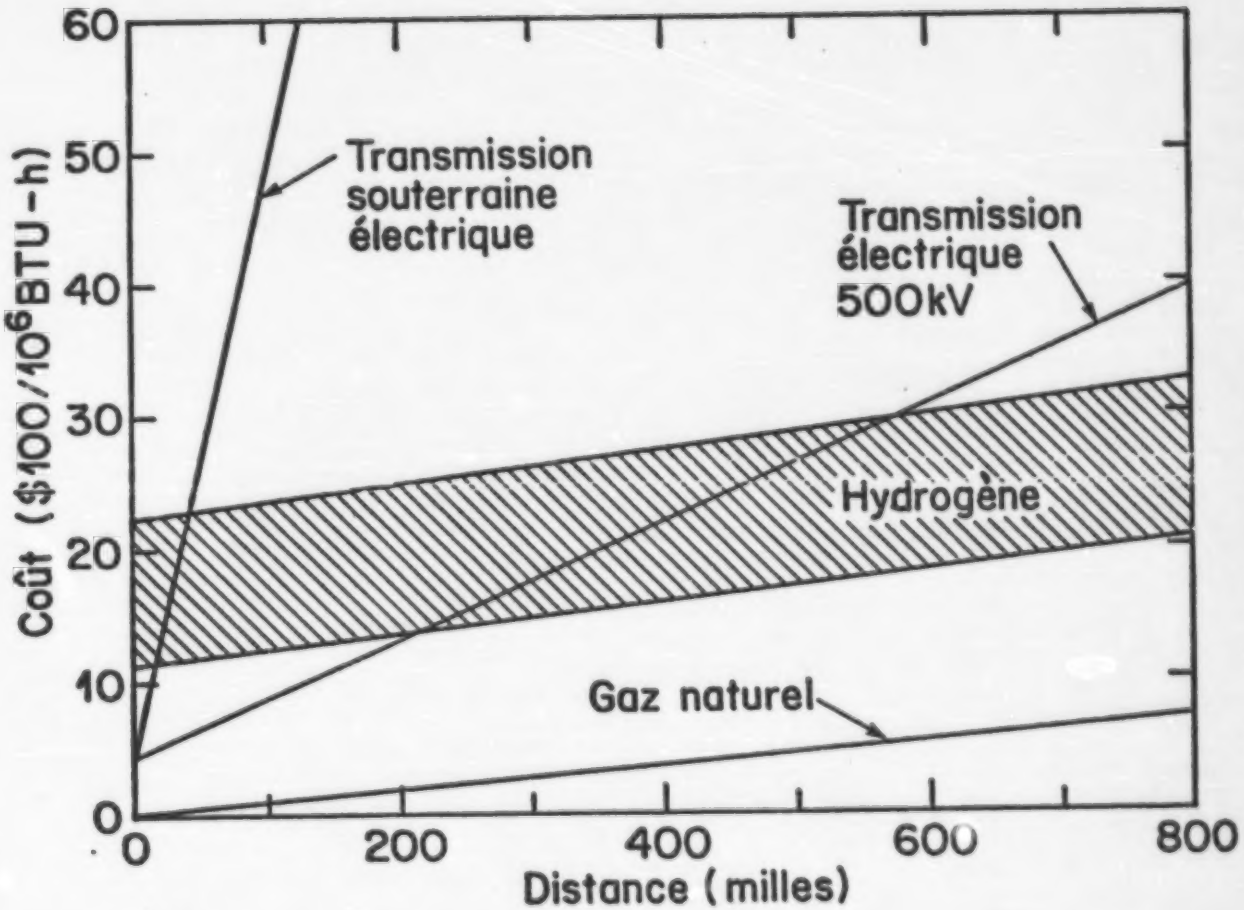


Figure 2. Coûts de différents vecteurs énergétiques en fonction des distances entre la source ou le lieu de génération et l'utilisateur.

(source: D. P. Gregory)